

2022-2023年

中国光伏产业发展路线图

CHINA PV INDUSTRY DEVELOPMENT ROADMAP

中国光伏行业协会

赛迪能源电子产业发展研究中心

中国光伏产业发展路线图

（2022-2023 年）

中国光伏行业协会

赛迪能源电子产业发展研究中心

指导单位

工业和信息化部电子信息司

承担单位

中国光伏行业协会
赛迪能源电子产业发展研究中心

咨询专家（按姓氏笔划排序）

丁宁	万军鹏	弓传河	王文静	王亚萍	王仲雁	王垒	王莉
王栩生	王琪	方艳	方敏	邓浩	史旭松	付绪光	丛建鸥
邢国强	全杨	刘玉颖	刘亚锋	刘松民	刘建东	闫广宁	安百俊
许洪华	孙云	孙丽平	孙春胜	严大洲	李可伦	李茂	李秉文
李琼慧	李新军	李燕燕	杨立红	时璟丽	吴越	宋登元	张付特
张永光	张传升	张彦虎	张雪囡	张超	陆荷峰	陈奕峰	陈嘉
邵君	林晓	金艳梅	金磊	宗冰	柳典	宫鹏	袁超
贾锐	倪健雄	高连生	常传波	逯好峰	傅干华		

编写组

王世江、江华、李嘉彤、王青、杨俊峰、张天宇、凌黎明、王曦、张海霞、吴迪、白桦林

支持单位

国家发展改革委能源研究所
中国科学院微电子研究所
南开大学
国网能源研究院新能源与统计研究所
水电水利规划设计总院
TCL 中环新能源科技股份有限公司
阿特斯阳光电力集团股份有限公司
安徽华晟新能源科技有限公司
北京海博思创科技股份有限公司
北京鉴衡认证中心有限公司
北京京运通科技股份有限公司
北京科诺伟业科技股份有限公司
北京瑞科同创能源科技有限公司
彩虹集团新能源股份有限公司
常州百佳年代薄膜科技股份有限公司
常州聚和新材料股份有限公司
常州亚玛顿股份有限公司
成都中建材光电材料有限公司
重庆神华薄膜太阳能科技有限公司
东方日升新能源股份有限公司
东君新能源有限公司
福建金石能源有限公司
福莱特玻璃集团股份有限公司
固德威技术股份有限公司
广州市儒兴科技股份有限公司
国家能源集团技术经济研究院
国能信控互联技术有限公司
杭州储能行业协会
杭州福斯特应用材料股份有限公司
杭州纤纳光电科技有限公司
河北省光伏新能源商会
河南易成新能源股份有限公司
湖南旗滨光能科技有限公司
华为数字能源技术有限公司
建龙钢铁控股有限公司
江苏爱康科技股份有限公司
江苏美科太阳能科技股份有限公司
江苏日托光伏科技股份有限公司
江苏润阳新能源科技股份有限公司
江苏天合储能有限公司
江苏中润光能科技股份有限公司
金阳硅业（徐州）科技有限公司
锦浪科技股份有限公司
锦州阳光能源有限公司
锦州佑华硅材料有限公司
晋能清洁能源科技股份公司
晶澳太阳能科技股份有限公司
晶科电力科技股份有限公司
晶科能源有限公司
龙焱能源科技(杭州)有限公司
隆基绿能科技股份有限公司
明冠新材料股份有限公司
宁波欧达光电有限公司
宁德时代新能源科技股份有限公司
宁夏银星能源股份有限公司
青海黄河上游水电开发有限责任公司西安太阳能电力分公司
陕西有色天宏瑞科硅材料有限责任公司
上海爱旭新能源股份有限公司
上海海优威新材料股份有限公司
上海正泰电源系统有限公司
上能电气股份有限公司
深圳古瑞瓦特新能源有限公司
深圳科士达科技股份有限公司
深圳市首航新能源股份有限公司
深圳市英威腾电气股份有限公司
四川永祥股份有限公司
苏州博萃循环科技有限公司
苏州弘道新材料有限公司
苏州赛伍应用技术股份有限公司
苏州腾晖光伏技术有限公司
苏州宇邦新型材料股份有限公司

苏州中来光伏新材股份有限公司
泰州中来光电科技有限公司
天合光能股份有限公司
天津环欧国际硅材料有限公司
通威股份有限公司
通威太阳能有限公司
通威新能源有限公司
无锡极电光能科技有限公司
协鑫科技控股有限公司
新疆大全新能源股份有限公司
新特能源股份有限公司
亚洲硅业（青海）股份有限公司
阳光电源股份有限公司
阳光新能源开发股份有限公司
一道新能源科技（衢州）有限公司
英利能源发展有限公司
永臻科技股份有限公司
昱能科技股份有限公司
浙江尚越新能源开发有限公司
浙江祥邦科技股份有限公司
正泰新能科技有限公司
中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司
中国恩菲工程技术有限公司
中国国检测试控股集团股份有限公司
中国华电科工集团有限公司
中国建筑科学研究院建筑环境与能源研究院
中国科学院上海微系统与信息技术研究所
中国三峡新能源（集团）股份有限公司
中科院大连化学物理研究所
中山瑞科新能源有限公司
中银国际证券股份有限公司

序　言

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。《巴黎协定》在2016年11月4日生效，凸显了世界各国发展可再生能源产业的决心。2020年9月22日，在第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平总书记郑重宣告，中国"二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和"。2020年12月12日，习近平总书记在气候雄心峰会上强调："到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。"为实现上述目标，发展可再生能源势在必行。各种可再生能源中，太阳能以其清洁、安全、取之不尽、用之不竭等显著优势，已成为发展最快的可再生能源。开发利用太阳能对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设均具有重要意义。

2016年，习近平总书记在网络安全和信息化工作座谈会上指出，突破核心技术要"制定路线图、时间表、任务书，明确近期、中期、远期目标，遵循技术规律，分梯次、分门类、分阶段推进"。我国作为全球光伏制造大国，应通过制定光伏产业发展路线图，引导我国光伏产业持续健康发展，为全球光伏产业发展做出应有贡献。

为此，在工业和信息化部指导下，中国光伏行业协会、赛迪能源电子产业发展研究中心组织专家编制了《中国光伏产业发展路线图》（以下简称《路线图》）。《路线图》不仅提出了技术发展方向，也包含了产业、市场等多方面信息，反映了现阶段专家、学者和企业家对光伏产业未来发展的共识。鉴于未来产业发展受到政策、技术、市场、企业、经济环境等因素影响存在较多不确定性，光伏产业的发展《路线图》将适时进行动态调整以保证其能客观反映光伏产业发展现状，合理预测未来产业发展趋势，真正起到行业引领作用，也希望《路线图》能成为全球光伏产业发展的风向标。

最后，祝愿中国光伏产业发展越来越好！

中国光伏行业协会秘书长　王世江

前　言

经过十几年的发展，光伏产业已成为我国少有的形成国际竞争优势、实现端到端自主可控、并有望率先成为高质量发展典范的战略性新兴产业，也是推动我国能源变革的重要引擎。目前我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均位居全球前列。

为引领产业发展方向，引导我国光伏产业健康良性发展，在工业和信息化部电子信息司指导下，中国光伏行业协会、赛迪能源电子产业发展研究中心已发布六版《中国光伏产业发展路线图》。在此基础上，我们组织行业专家编制了《中国光伏产业发展路线图（2022-2023 年）》（以下简称《路线图（2022-2023 年）》），内容涵盖了光伏产业链上下游各环节，包括多晶硅、硅棒/硅锭/硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各环节共 81 个关键指标。《路线图（2022-2023 年）》根据产业实际情况，结合技术演进进程以及企业技改现状，总结了 2022 年发展情况并预测了 2023、2024、2025、2027 和 2030 年的发展趋势。这些指标体现了产业、技术、市场等发展现状和发展趋势，具有一定的前瞻性，供社会各界朋友参考。我们将根据产业发展变化情况及时进行修订，使其能够更及时、准确地反映产业的实际情况，更好地指导行业发展。

《路线图（2022-2023 年）》在编写过程中得到了行业主管部门、行业专家、产业链各环节企业的大力支持，在此一并表示感谢。由于时间仓促，编写人员阅历和能力有限，如有不妥当之处，请不吝指正，以便我们在后续修订中进一步完善。

中国光伏行业协会
赛迪能源电子产业发展研究中心
2023 年 2 月 16 日

目　录

光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合而衍生的产业。大力发展光伏产业，对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设具有重要意义。我国已将光伏产业列为国家战略性新兴产业之一，在产业政策引导和市场需求驱动的双重作用下，全国光伏产业实现了快速发展，已经成为我国为数不多可参与国际竞争并取得领先优势的产业。光伏产业链构成如下图所示。

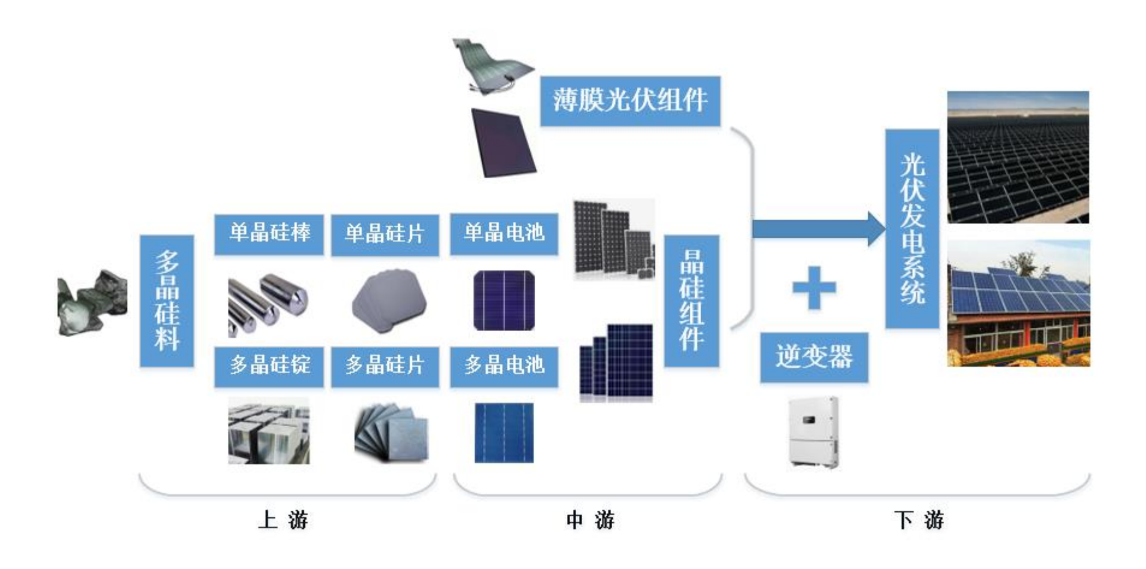


图 1　光伏产业链构成

一、路线图编制说明

（一）涵盖内容

路线图编制以为国家制定产业政策提供支撑、为行业技术发展指明方向、为企业战略决策提供参考为主要目标，基于当前光伏技术和产业发展现状，从光伏产业链多晶硅、硅棒/硅锭、硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各个环节抽取出可代表该领域发展水平的指标，这些指标涵盖产业、技术、市场等各个层面。

（二）指标值的确定

本次路线图的修订，在前六版的基础上，秉持客观性、科学性、广泛性和前瞻性的原则，再次通过调查问卷、现场调研、专家研讨等形式，广泛征求意见尤其是重点企业和专家的建议，由此确定各环节关键指标 2022-2030 年发展现状与趋势。本次修订问卷调查以产业链各环节主要光伏企业为主，同时，多次通过邮件等书面形式广泛征求企业和专家意见，并组织 2 次以上专家研讨会，对各个指标的合理性及必要性等进行详尽分析，以此确定指标取值。考虑到未来发展的不确定性会增加指标值预判的难度，路线图在制定过程中力求准确预测近期的发展方向，中远期的预测更多代表行业各界对未来的一种趋势反映。今后，我们仍将定期对路线图进行更新，以不断逼近“真值”，更好地及时地反映行业发展情况，并有效指导行业发展。

二、中国光伏产业发展简况

多晶硅方面，2022 年，全国多晶硅产量达 82.7 万吨，同比增长 63.4%。其中，排名前五企业产量占国内多晶硅总产量 87.1%。2023 年随着多晶硅企业技改及新建产能的释放，产量预计将超过 124 万吨。

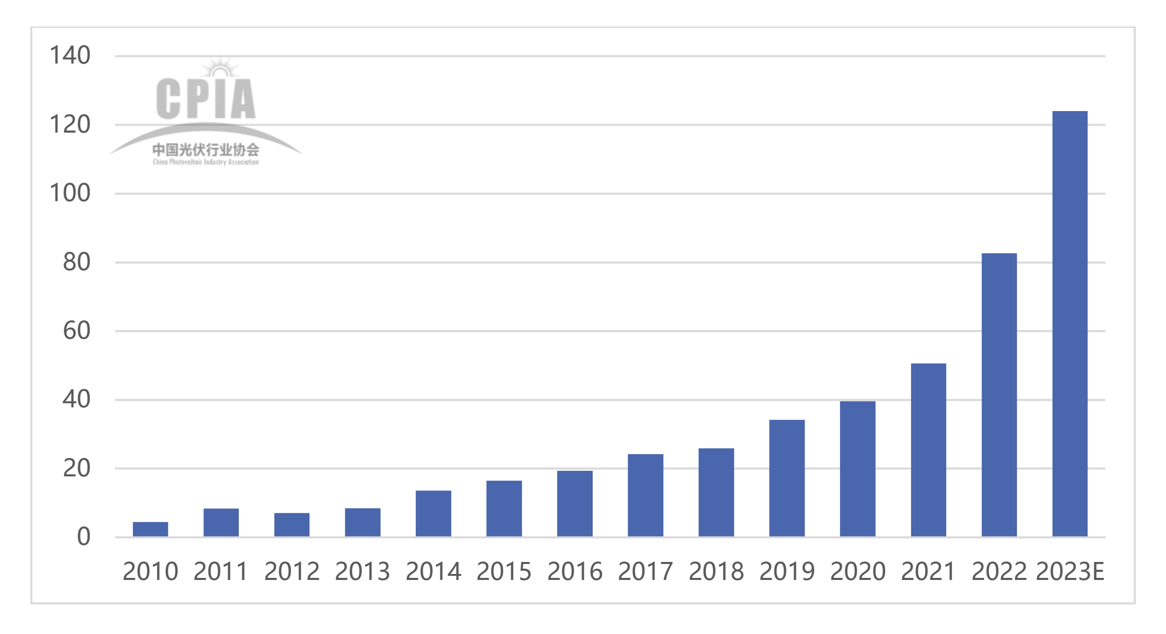


图 2　2010-2023 年全国多晶硅产量情况（单位：万吨）

硅片方面，2022 年全国硅片产量约为 357GW，同比增长 57.5%。其中，排名前五企业产量占国内硅片总产量的 66%。随着头部企业加速扩张，预计 2023 年全国硅片产量将超过 535.5GW。

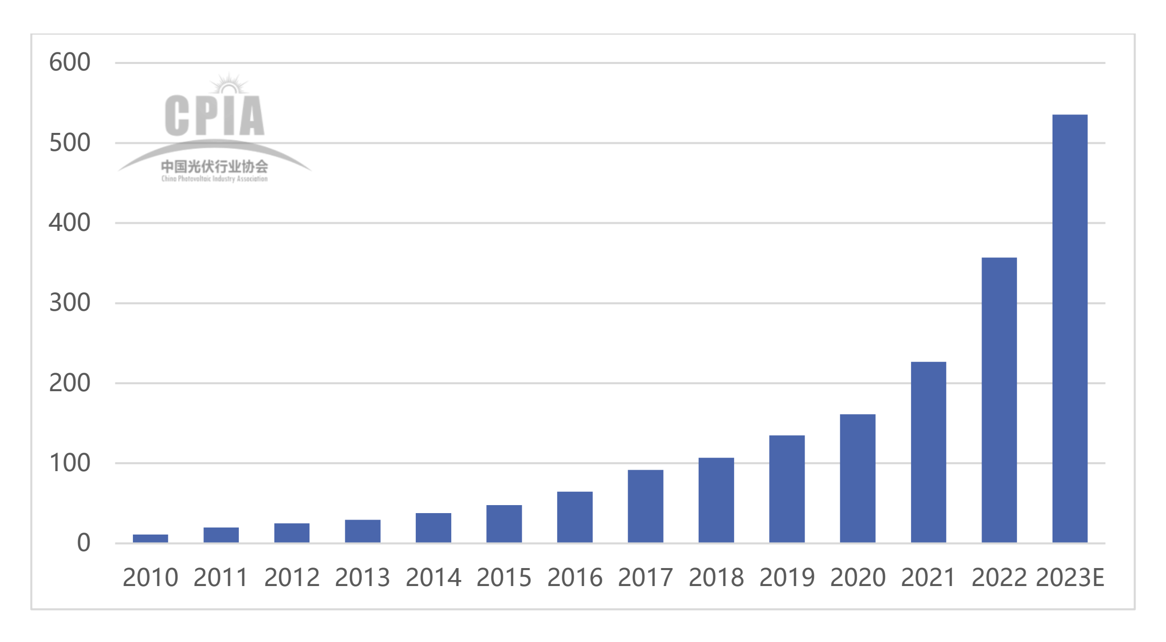


图 3　2010-2023 年全国硅片产量情况（单位：GW）

晶硅电池片方面，2022 年，全国电池片产量约为 318GW，同比增长 60.7%。其中，排名前五企业产量占总产量的 56.3%，产量达到 5GW 以上的电池片企业有 17 家。预计 2023 年全国电池片产量将超过 477GW。

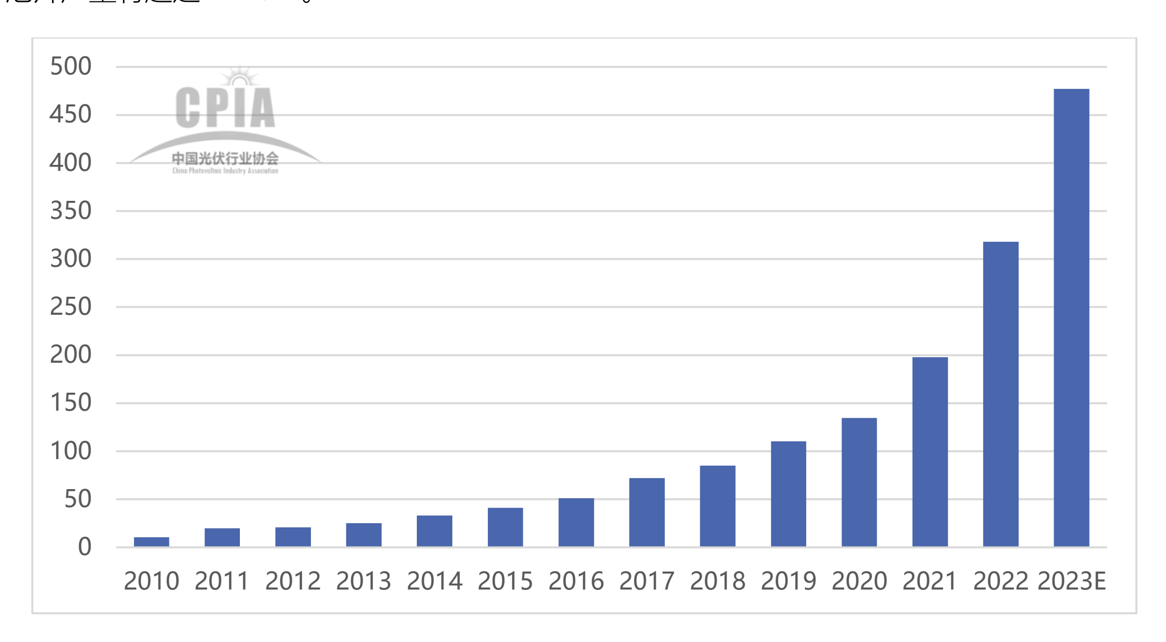


图 4　2010-2023 年全国电池片生产情况（单位：GW）

组件方面，2022 年，全国组件产量达到 288.7GW，同比增长 58.8%，以晶硅组件为主。其中，排名前五企业产量占总产量的 61.4%，产量达 5GW 以上的组件企业有 11 家。预计 2023 年组件产量将超过 433.1GW。

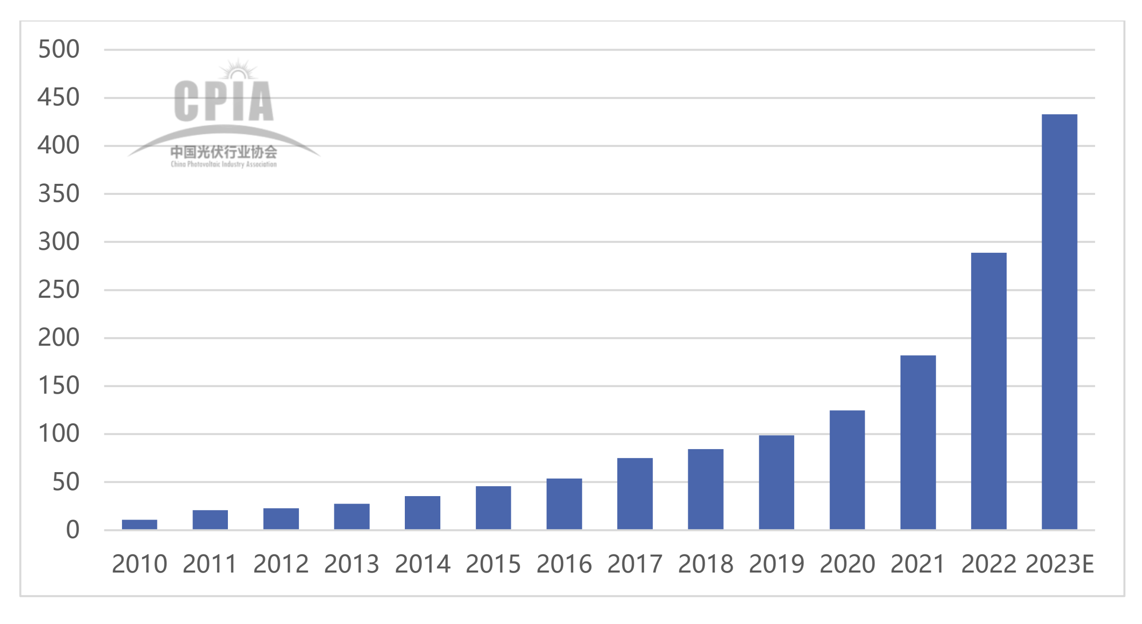


图 5　2010-2023 年全国太阳能组件生产情况（单位：GW）

光伏市场方面，2022 年全国新增光伏并网装机容量 87.41GW。累计光伏并网装机容量达到 392.6GW，新增和累计装机容量均为全球第一。全年光伏发电量为 4276 亿千瓦时，同比增长

30.8%，约占全国全年总发电量的 4.9%。预计 2023 年光伏新增装机量超过 95GW，累计装机有望超过 487.6GW。

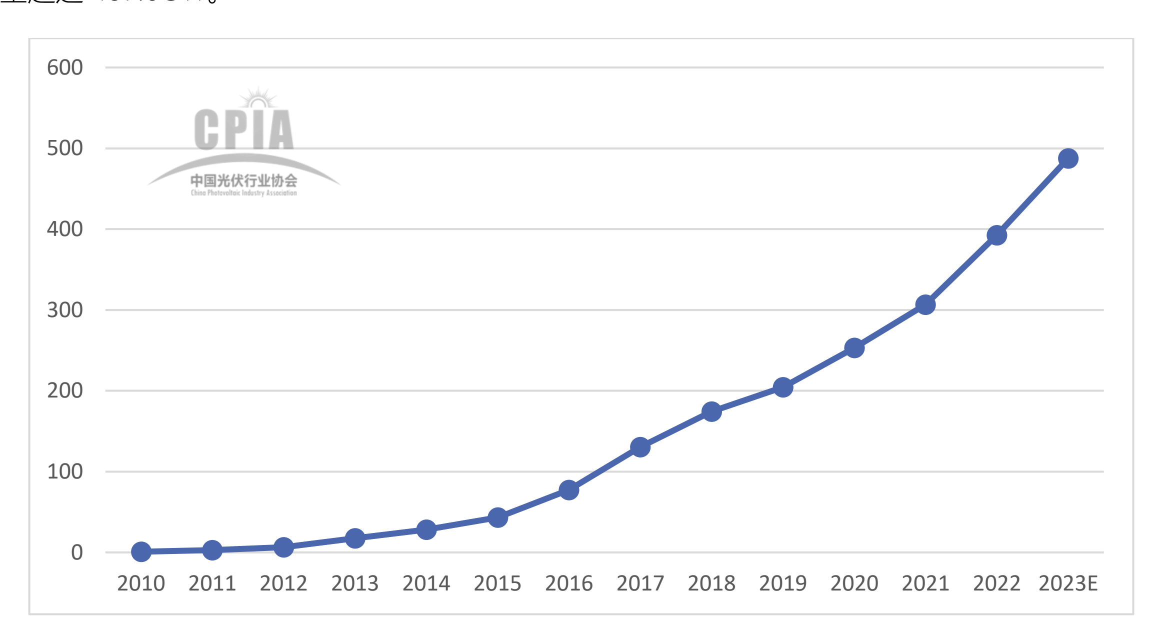


图 6　2010-2022 年全国太阳能光伏发电装机累计容量（单位：GW）

产品效率方面，2022 年，规模化生产的 p 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 23.2%；采用 PERC 技术的黑硅多晶电池片转换效率达到 21.1%；常规黑硅多晶电池效率提升动力不强，2022 年转换效率仍维持在 19.5%左右。

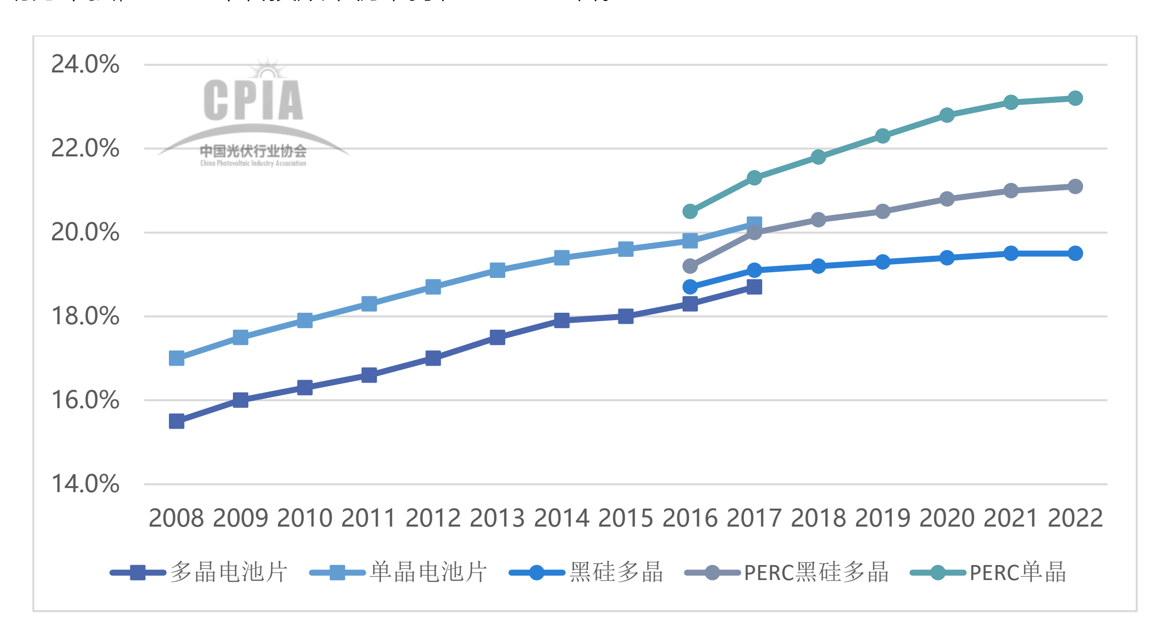


图 7　2008-2022 年国内电池片量产转换效率发展趋势

人才方面，2021 年中国光伏从业人员总计 246 万人，其中直接从业人员约为 41 万人；预计 2022-2025 年间中国光伏从业人员需求将达到 334.2-400.8 万人，累计新增需求达到 88.2-154.8 万人，2022 年新增从业人员需求将超过 26.4 万人，并有较大可能达到历史高点。

三、产业链各环节关键指标

（一）多晶硅环节[1]

1、还原电耗

多晶硅还原是指三氯氢硅和氢气发生还原反应生成高纯硅料的过程，其电耗包括硅芯预热、沉积、保温、结束换气等工艺过程中的电力消耗。2022 年单炉致密料占比维持 70%-80%，多晶硅平均还原电耗较 2021 年下降 3.3%，为 44.5kWh/kg-Si。未来随着气体配比的不断优化、大炉型的投用和稳定生产，还原电耗仍将呈现持续下降趋势，到 2030 年还原电耗有望下降至 40kWh/kg-Si。

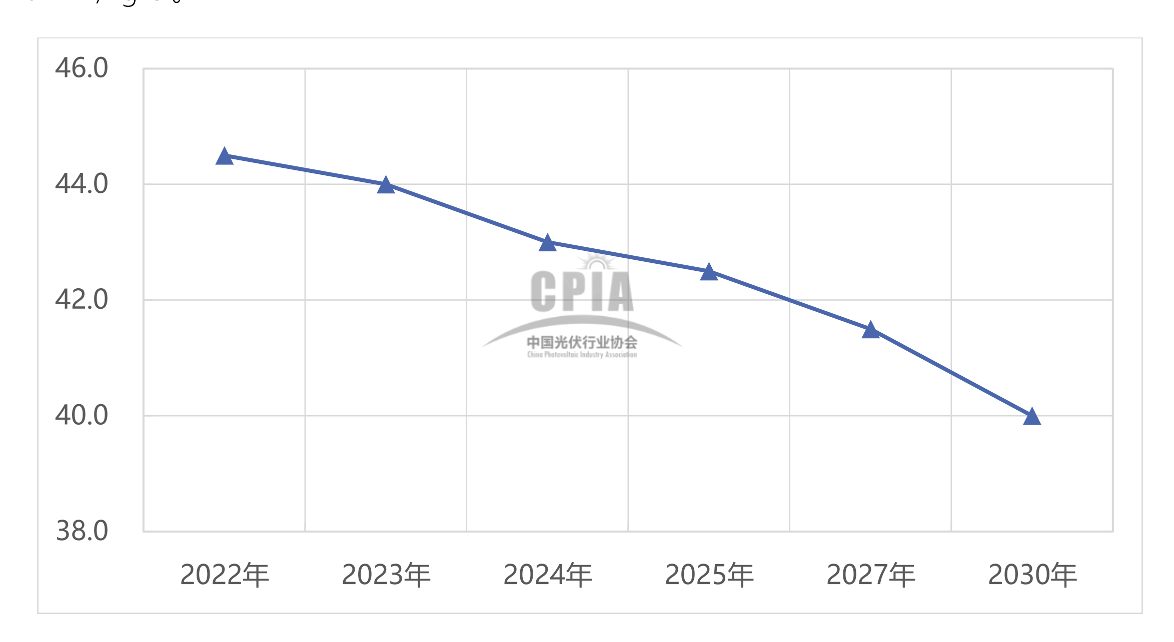


图 8　2022-2030 年还原电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、冷氢化电耗

冷氢化技术是把多晶硅生产过程中的副产物四氯化硅($SiCl_4$)转化为三氯氢硅($SiHCl_3$)的技术，其电耗包括物料供应、氢化反应系统、冷凝分离系统和初馏系统的电力消耗。各企业在物料供应环节使用不同的加热方式，如电加热、热油加热、蒸汽加热、天然气加热等，因此各企业冷氢化电耗存在差异。2022 年，冷氢化平均电耗在 4.3kWh/kg-Si 左右，同比下降 8.5%，到 2030 年有望下降至 3.8kWh/kg-Si 以下。技术进步的手段包括反应催化剂的开发、提高工艺环节中热能回收利用率、提高反应效率等。

[1]本章节若无特殊注明，均为三氯氢硅法棒状硅的生产指标。多晶硅生产各环节工序划分、能源消耗种类、计量和计算方法按《多晶硅企业单位产品能源消耗限额》GB29447 执行。

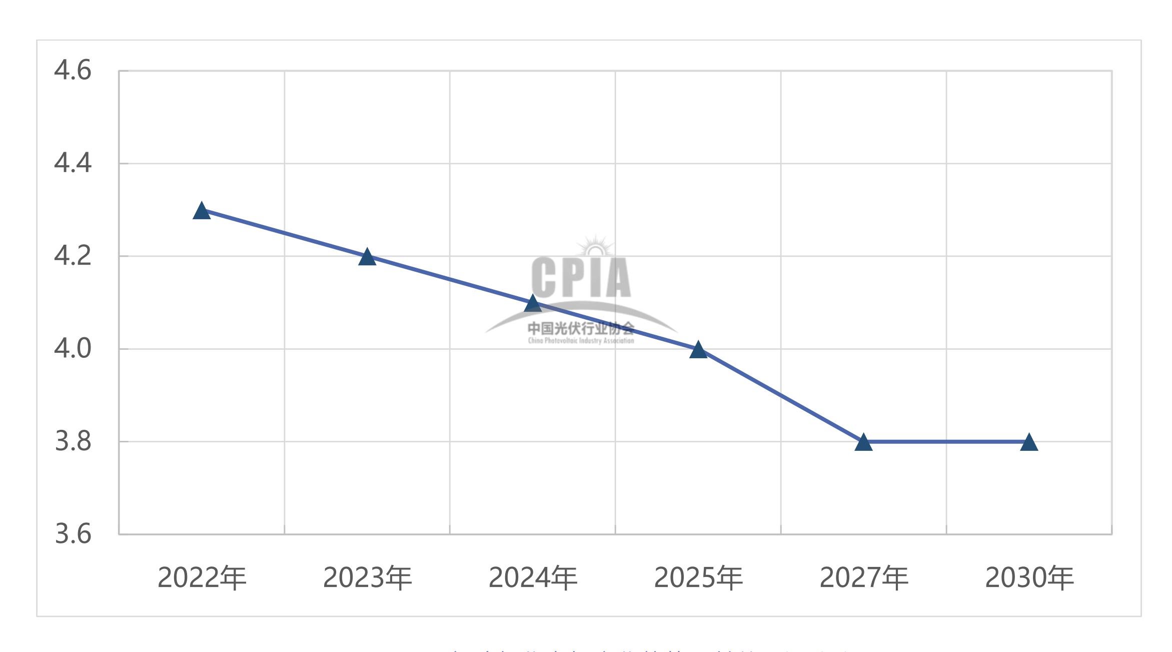


图 9　2022-2030 年冷氢化电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

3、综合电耗

综合电耗是指工厂生产单位多晶硅产品所耗用的全部电力，包括合成、电解制氢、精馏、还原、尾气回收和氢化等环节的电力消耗。由于各家生产工艺不同，因此综合电耗有一定差距。2022年，多晶硅平均综合电耗已降至 60kWh/kg-Si，同比下降 4.8%。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、生产规模增大等，预计至 2030 年有望下降至 52kWh/kg-Si。

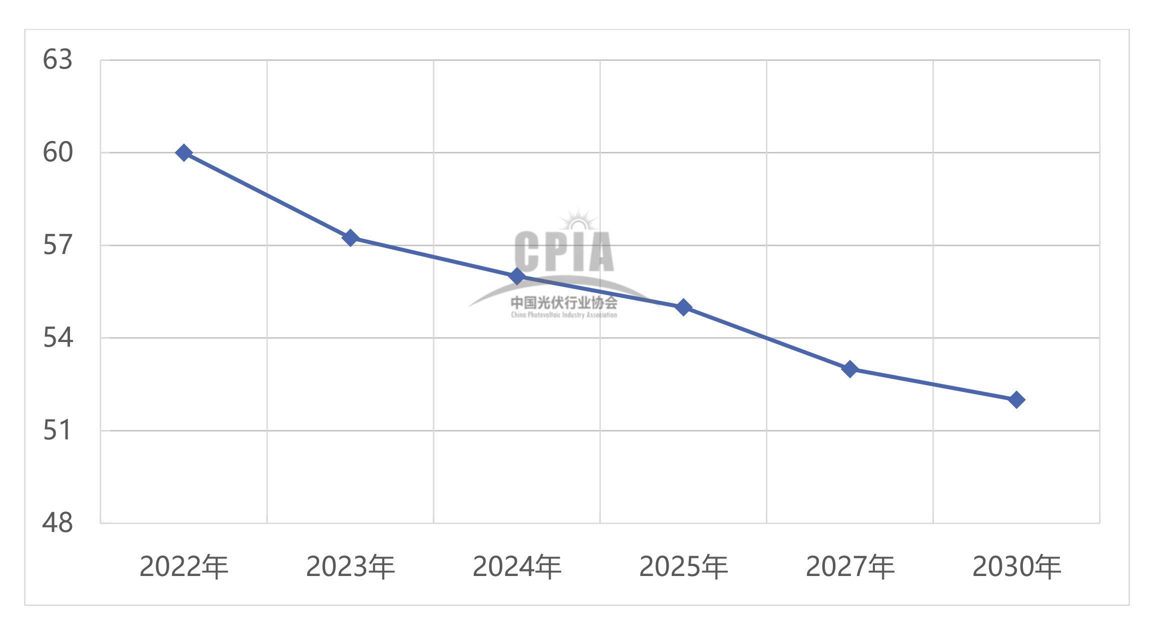


图 10　2022-2030 年综合电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

4、水耗

水耗是指生产单位多晶硅产品所需要补充的水量，水的消耗主要包括蒸发、清洗等。2022年，多晶硅平均水耗在 0.09t/kg-Si 的水平，同比下降 10.0%。新疆地区气候干燥，蒸发量大，水耗较行业平均值高。预计到 2025 年，通过余热利用降低蒸发量，精馏塔排出的物料再回收利用降低残液处理水耗等措施，可将耗水量控制在 0.08t/kg-Si 的水平并维持到 2030 年。

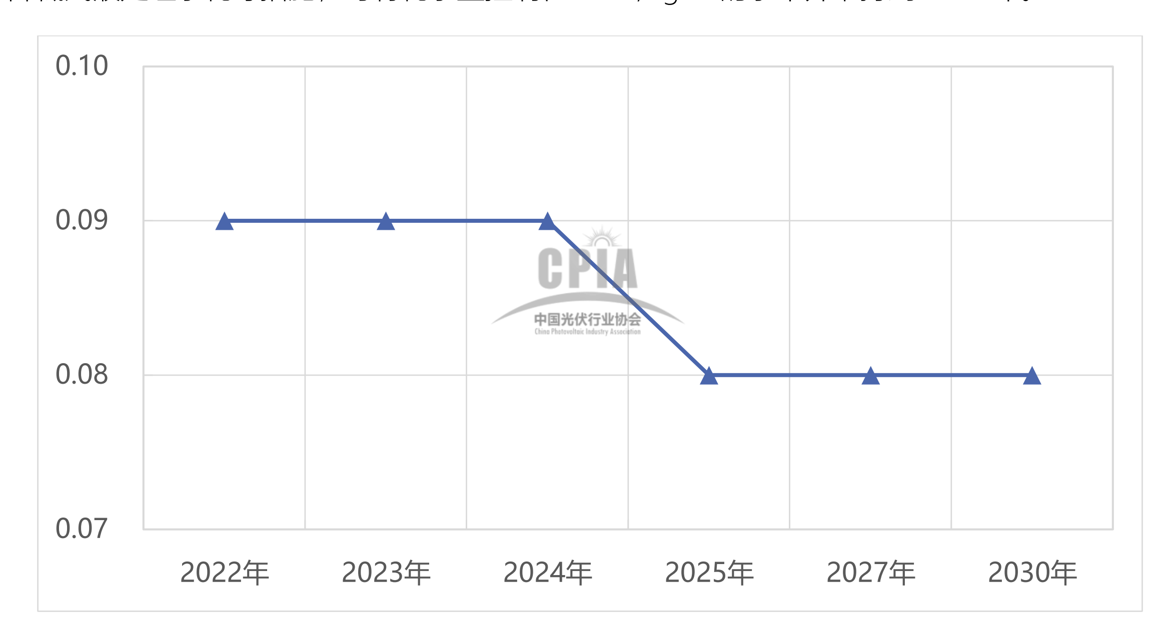


图 11　2022-2030 年水耗变化趋势（单位：t/kg-Si）

5、蒸汽耗量

蒸汽耗量是指生产单位多晶硅产品外购蒸汽量，不考虑还原炉余热利用所产生的蒸汽（该能量已通过电力的形式计入）。蒸汽的补充主要用于精馏、冷氢化、尾气回收等环节。2022 年企业蒸汽耗量均值为 15.0kg/kg-Si 左右，同比下降 18.5%，在新疆等寒冷地区蒸汽耗量较其他地区高。随着企业还原余热利用率提升、提纯、精馏系统优化等，2030 年企业蒸汽耗量将降至 8.0kg/kg-Si。

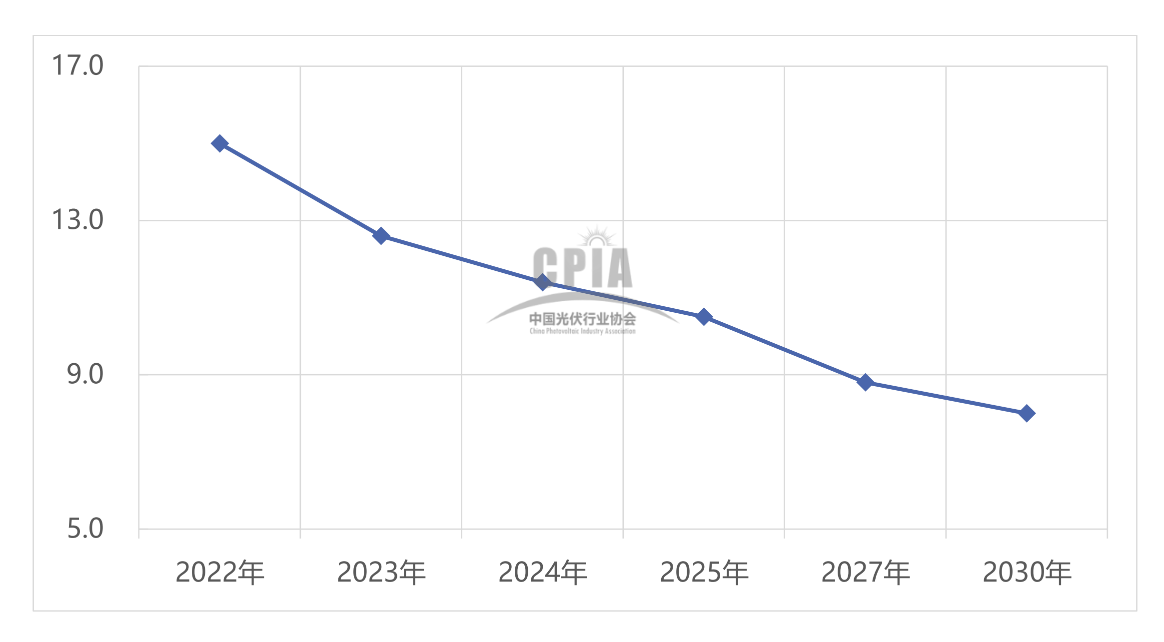


图 12　2022-2030 年蒸汽耗量变化趋势（单位：kg/kg-Si）

6、综合能耗

多晶硅综合能耗包括多晶硅生产过程中所消耗的天然气、煤炭、电力、蒸汽、水等。2022 年多晶硅企业综合能耗平均值为 8.9kgce/kg-Si，同比下降 6.3%。随着技术进步和能源的综合利用，到 2030 年预计可降到 7.2kgce/kg-Si。

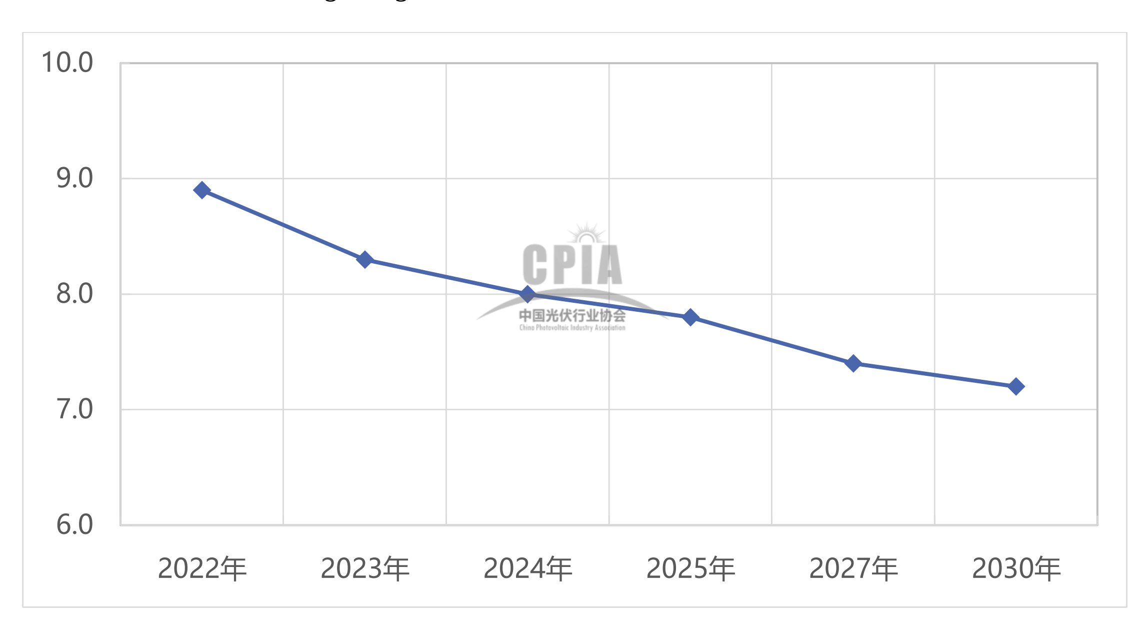


图 13　2022-2030 年综合能耗变化趋势（单位：kgce/kg-Si）

7、硅单耗

硅单耗指生产单位高纯硅产品所耗费的硅量，主要包括合成、氢化工序，外购硅粉、三氯氢硅、四氯化硅等含硅物料全部折成纯硅计算，外售氯硅烷等按含硅比折成纯硅计算，从总量中扣

除。2022 年，硅耗在 1.09kg/kg-Si 水平，基本与 2021 年持平，且未来 5 年内变化幅度不大。随着氢化水平的提升，副产物回收利用率的增强，预计到 2030 年将降低到 1.07kg/kg-Si。

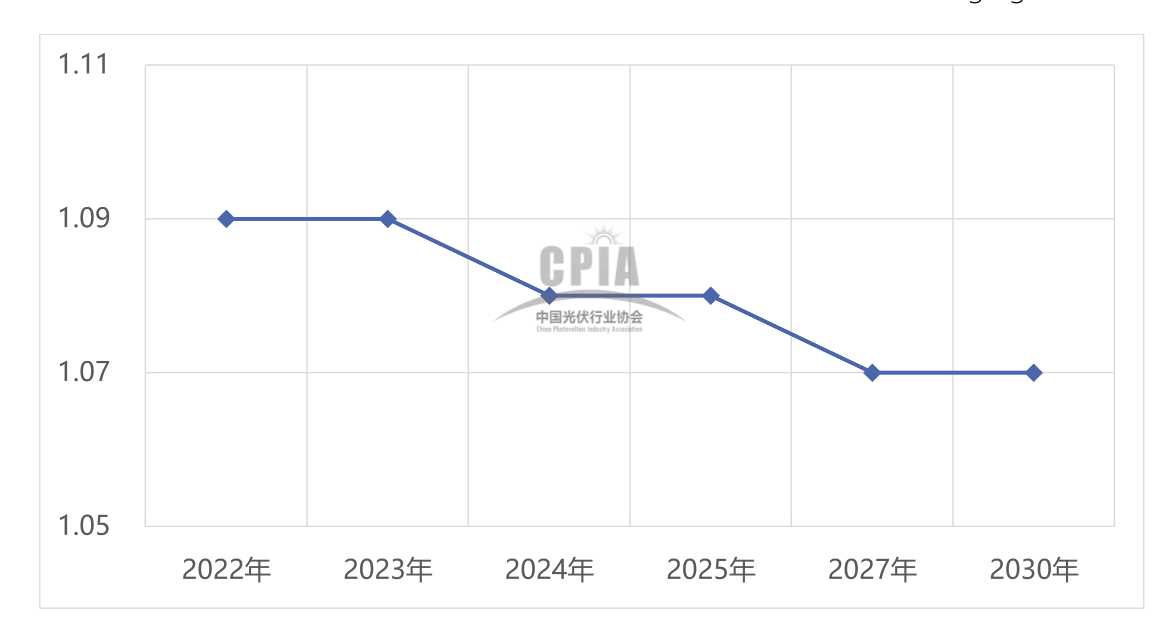


图 14　2022-2030 年硅单耗变化趋势（单位：kg/kg-Si）

8、还原余热利用率

还原余热利用率是指回收利用还原工艺中热量占还原工艺能耗比。2022 年，多晶硅还原余热利用率平均水平在 81.5%，较 2021 年提升了 0.5 个百分点。随着多晶硅工厂大炉型的使用，节能技术的进步，以及低品位热的利用，余热利用率有望进一步提升，但考虑设备本身散热和尾气带走热等影响，预计 2030 年还原余热利用率将会达到 83%。

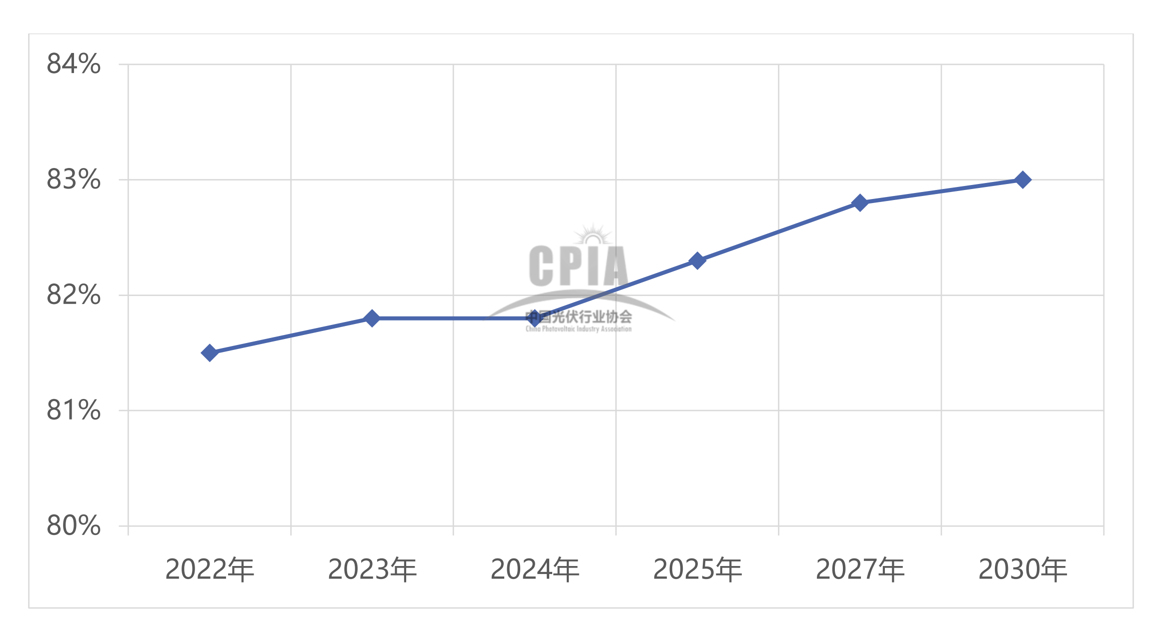


图 15　2022-2030 年还原余热利用率变化趋势

9、棒状硅和颗粒硅市场占比

当前主流的多晶硅生产技术主要有三氯氢硅法和硅烷流化床法，产品形态分别为棒状硅和颗粒硅。三氯氢硅法生产工艺相对成熟，随着 2022 年硅烷法颗粒硅产能和产量的增加，颗粒硅市场占比有所上涨，达到 7.5%，棒状硅占 92.5%。从未来看，若颗粒硅的产能进一步扩张，并且随着生产工艺的改进和下游应用的拓展，市场占比会进一步提升。

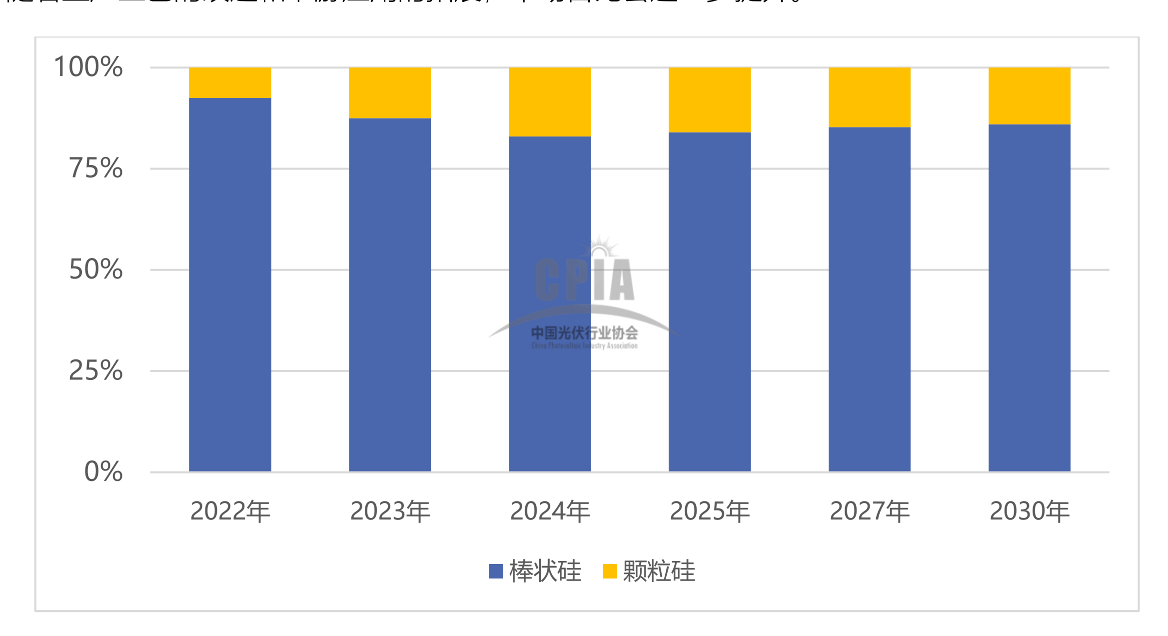


图 16　2022-2030 年棒状硅和颗粒硅市场占比变化趋势

10、三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本

多晶硅生产线投资主要包含土建、设备、安装费用，其中设备投资成本占比 60%-70%。2022 年投产的万吨级多晶硅生产线投资成本为 1.00 亿元/千吨，较 2021 年有小幅下降。但随着生产装备技术的进步、单体规模的提高和工艺水平的提升，三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本逐年下降。预计到 2030 年，千吨投资可下降至 0.93 亿元。

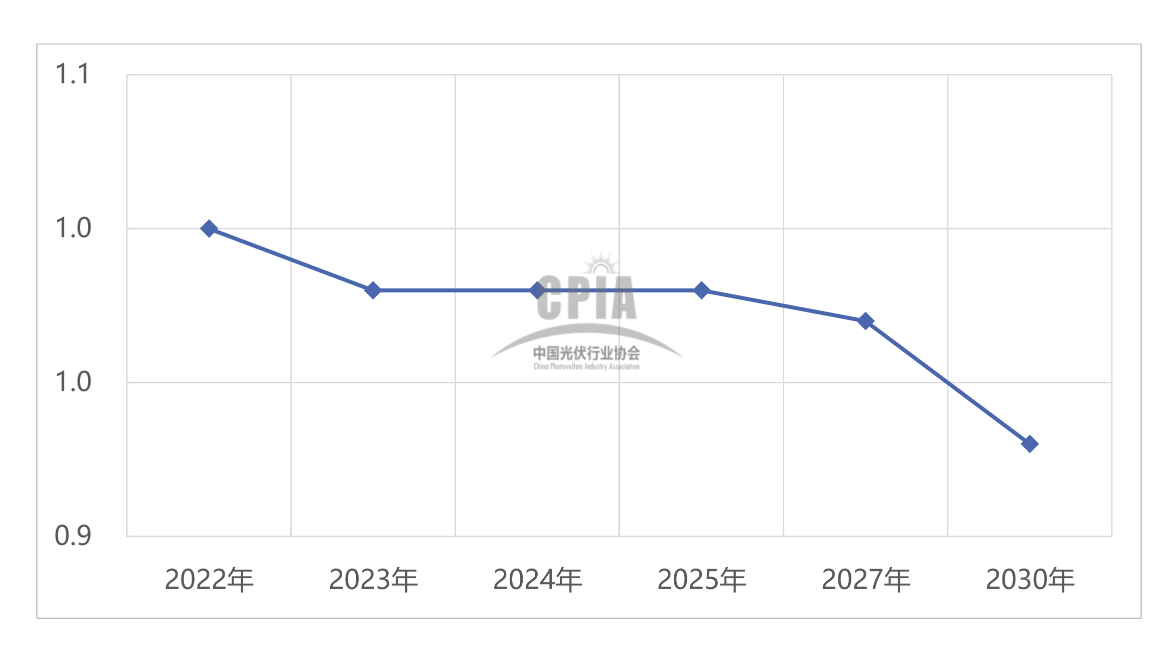


图 17　2022-2030 年三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本变化趋势（单位：亿元/千吨）

11、多晶硅人均产出量

随着多晶硅工艺技术瓶颈不断突破，工厂智能化制造水平的不断提升，多晶硅工厂的人均产出也快速提升。2022 年多晶硅生产线人均产出量为 58 吨/(人·年)，同比大幅提升 45.4%，这与单线产能提升、系统集成化、以及产线满产等因素有关。随着多晶硅新投产线单线规模增大，自动化程度提升，人均产出量将会有较大幅度的增长，到 2030 年提高到 79 吨/(人·年)。

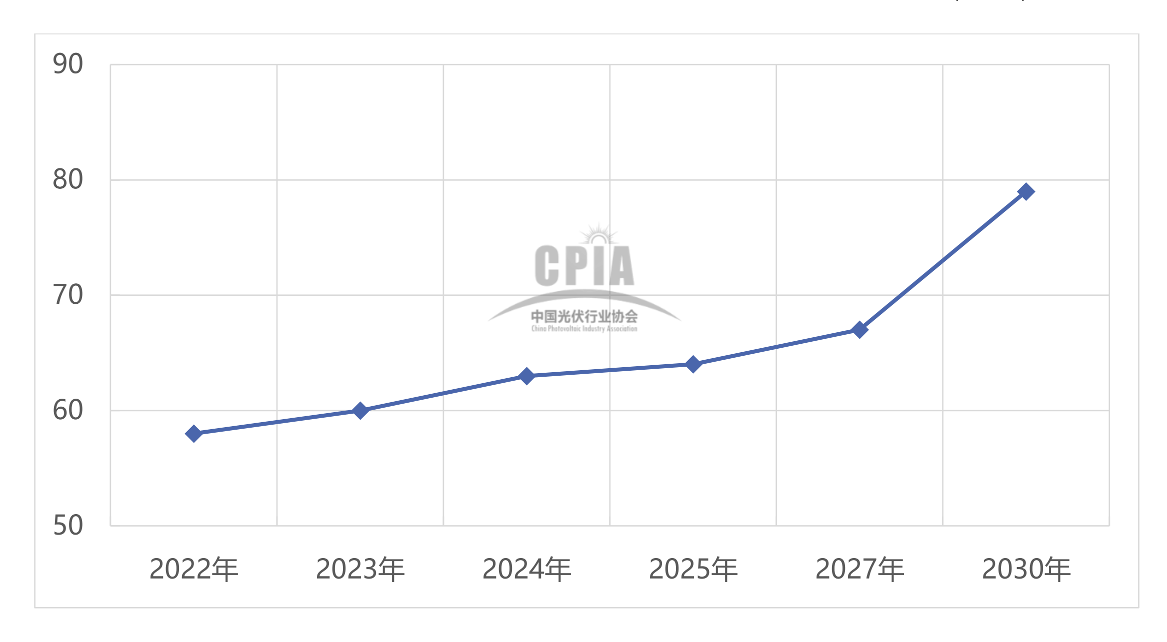


图 18　2022-2030 年多晶硅生产线人均产出量变化趋势（单位：吨/(人·年)）

（二）硅片环节[2]

1、拉棒电耗

单晶拉棒电耗是指直拉法生产单位合格单晶硅棒所消耗的电量，可以通过改善热场、保温性能、提升设备自动化、智能化程度、提高连续拉棒技术等方法，降低拉棒生产电耗。2022 年，因热场尺寸增加以及石英砂的不确定性导致成晶率下降，带来能耗增长。因此 2022 年，拉棒平均电耗水平从 2021 年 23.9kWh/kg-Si 增长至 24.4kWh/kg-Si（方棒）。预计到 2025 年，有望下降至 21.5kWh/kg-Si。

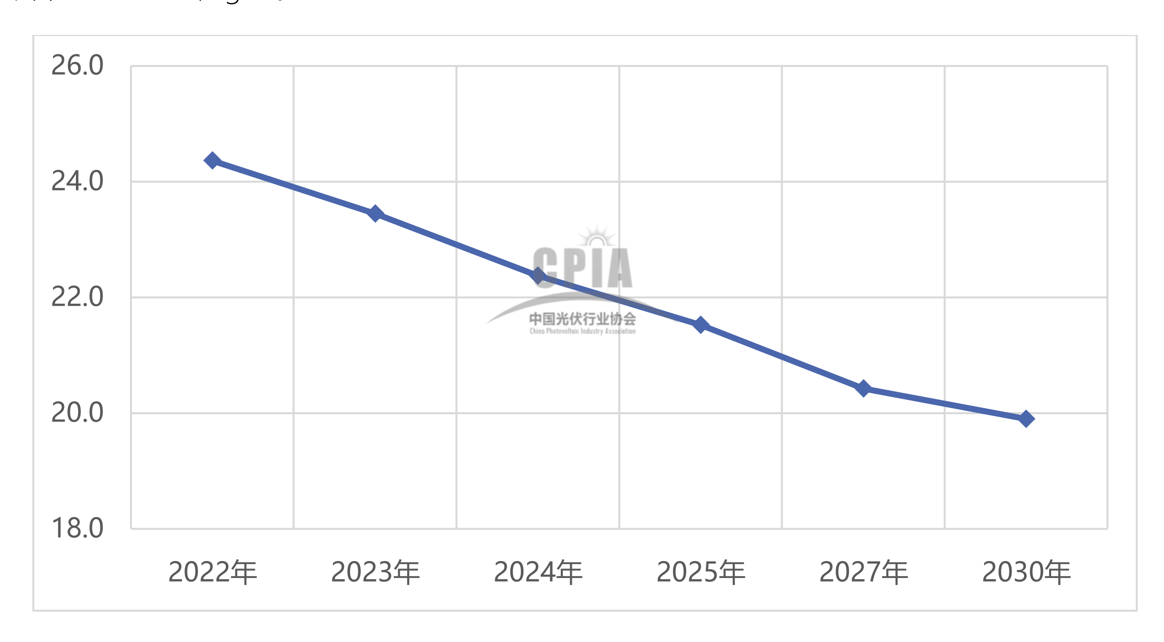


图 19　2022-2030 年拉棒电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、铸锭电耗

铸锭电耗是指通过定向凝固技术生产硅锭（大方锭）所消耗的电量。2022 年，铸锭电耗为 8.0kWh/kg-Si，较 2021 年仅有小幅升高。主要上升原因为 2022 年铸锭炉较多的被应用于生产铸锭单晶产品，而与生产多晶相比，生产铸锭单晶的装料量有所下降，导致单位电耗增加，铸锭炉机型仍以 G7 系统为主，预计未来铸锭电耗下降也将呈持续放缓趋势。

---

[2] 若无特殊说明，本环节指标均以生产 182mm 尺寸硅片为基准。

由于本环节将边界条件由 166mm 改为 182mm 产品，

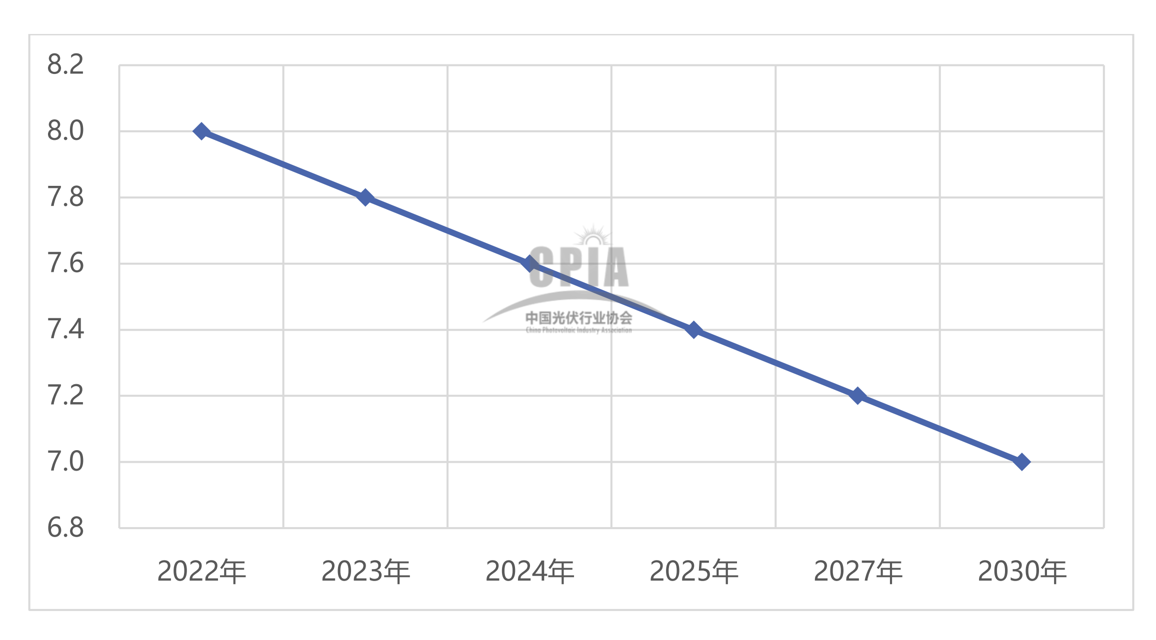


图 20 2022-2030 年铸锭电耗变化趋势［单位：kWh/kg-Si（大方锭）］

3、切片电耗

切片电耗是指通过切片工序，从方棒/方块到成品硅片所消耗的电量。2022 年，切片电耗约为 8.3 万 kWh/百万片，较 2021 年小幅上升。主要因为 2022 年硅片尺寸从 166mm 增加到 182mm，相应的脱胶槽体、清洗槽体体积呈几何形式增加，使得加热的水体积增加，相应用电量有所提升。未来，棒长增长，切速增加，细线化、薄片化带来的单次出片量增加，都将促进切片电耗继续下降。

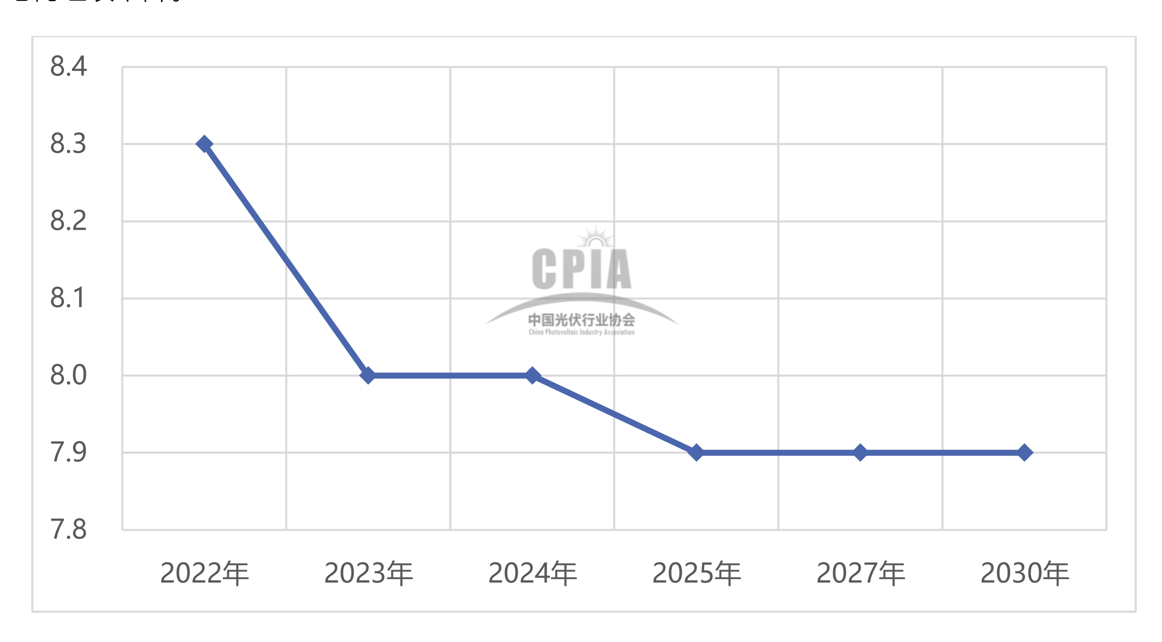


图 21 2022-2030 年切片电耗变化趋势（单位：万 kWh/百万片）

4、拉棒单炉投料量

拉棒单炉投料量是指一只坩埚用于多次拉棒生产的总投料量，其中坩埚使用时间为关键因素之一。2022 年，拉棒单炉投料量约为 3100kg，较 2021 年的 2800kg 有小幅提升，主要是由于热场尺寸增大以及拉棒数增加。未来随着坩埚制作工艺、拉棒技术的不断提升以及坩埚使用的优化，投料量仍有较大增长空间，或向着连续投料的方向发展。

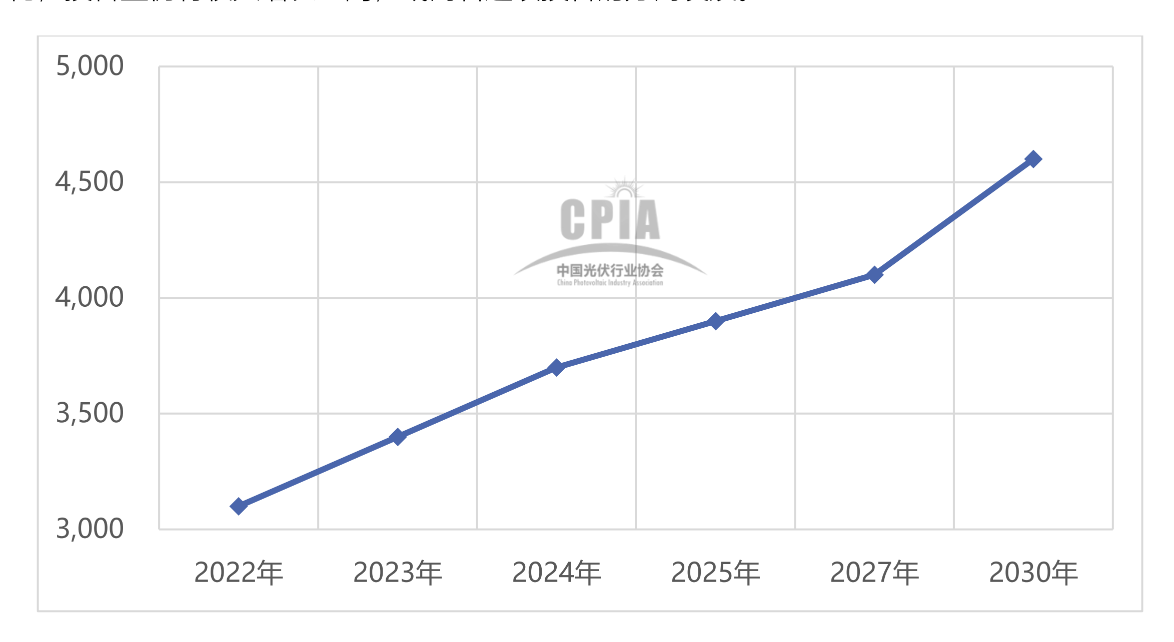


图 22　2022-2030 年拉棒单炉投料量变化趋势（单位：kg）

5、铸锭投料量

铸锭投料量是指用于铸锭的单只坩埚的最大装料量，铸锭炉可以生产多晶和铸锭单晶（准单晶）。2017 年行业已经出现 G8 系统（1500kg）的应用，但因为市场中多晶硅片需求下滑，铸锭单晶技术发展不及预期等原因，G8 系统铸锭炉未能更大范围普及。2022 年我国铸锭炉仍以 G7 系统为主，多晶投料量约 1200kg，铸锭单晶因为品质控制原因投料量暂约 1100kg。未来，多晶技术投入会减少，所以多晶投料量保持不变，但铸锭单晶目前仍有企业在积极投入，随着铸锭单晶技术的进一步提升，预计 2024 年以后铸锭炉有可能普遍升级为 G8 系统，铸锭单晶投料量可增长至 1500kg。

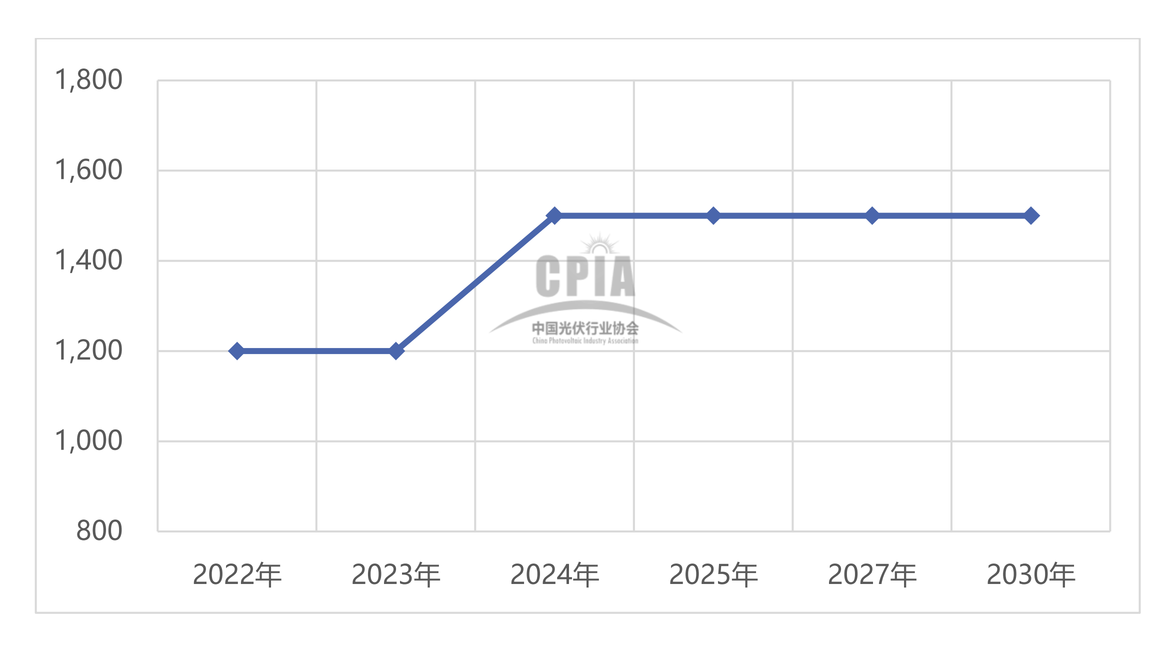


图 23　2022-2030 年铸锭单炉投料量变化趋势（单位：kg）

6、耗硅量

耗硅量是指生产每公斤方棒(含边皮复投料)所消耗的多晶硅原料量（按年度统计）。2022 年铸锭耗硅量为 1.10kg/kg，与 2021 年持平。由于铸锭研发投入有限，预计未来几年内数值变化不大。2022 年拉棒耗硅量为 1.06kg/kg，与 2021 年基本持平。清洗、破碎环节的损耗降低，生产环节环境控制，降低埚底料比例，优化机加环节精度控制，减少加工余量，提升降级硅料的分级和处理技术等，都将促使拉棒耗硅量继续下降。

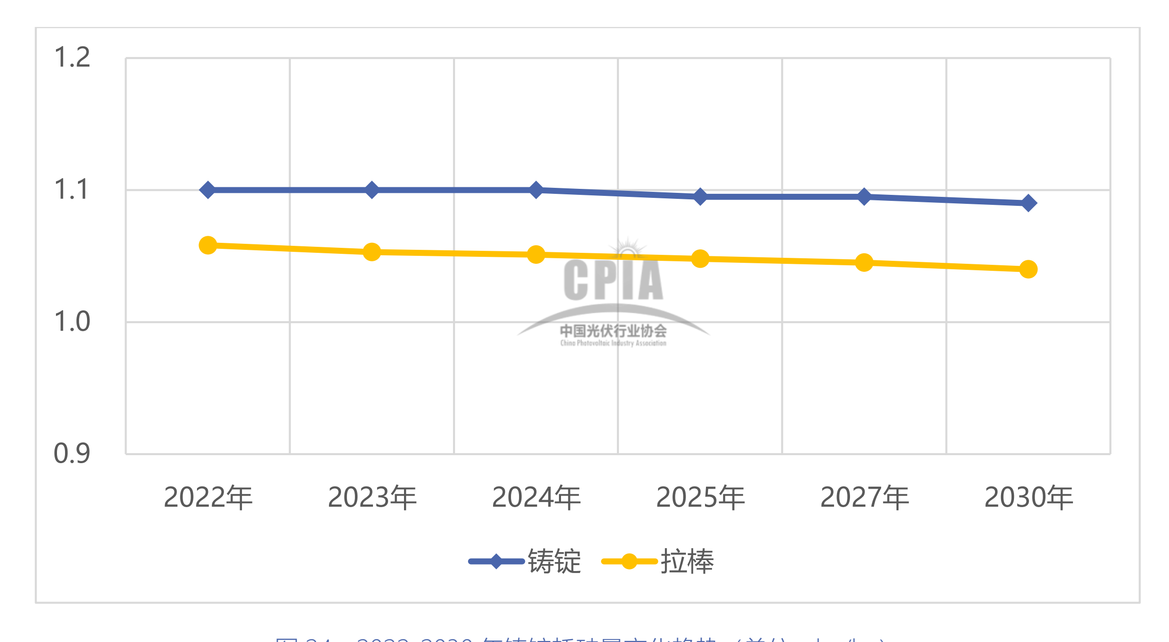


图 24　2022-2030 年铸锭耗硅量变化趋势（单位：kg/kg）

7、耗水量

切片工序取水量包括脱胶、清洗、切片等所有环节的生产设备、辅助设备、污水处理设备等取水量或分摊量，不包含办公区域及生活用水（纯水量应折算成新鲜水量）。2022 年切片环节耗水量为 906 t/百万片，未来通过循环用水、水的回收再处理再应用、工艺水平提升、清洗剂的性能优化等方法，耗水量将逐步下降。

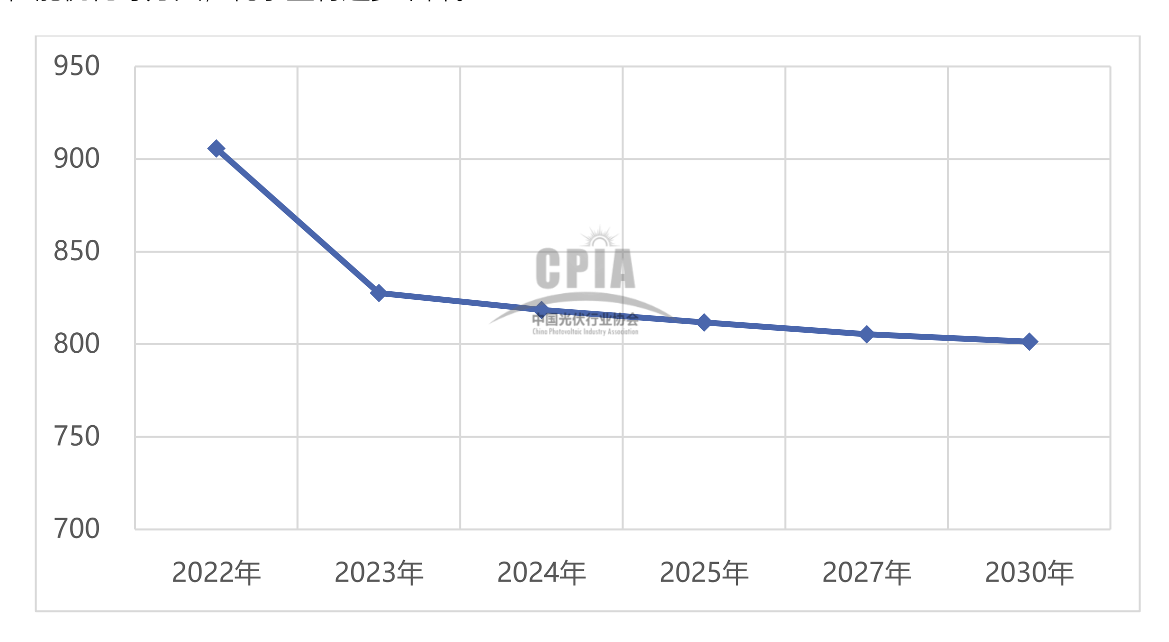


图 25　2022-2030 年耗水量变化趋势（单位：t/百万片）

8、硅片厚度

薄片化有利于降低硅耗和硅片成本，但会影响碎片率。目前切片工艺完全能满足薄片化的需要，但硅片厚度还要满足下游电池片、组件制造端的需求。硅片厚度对电池片的自动化、良率、转换效率等均有影响。2022 年，多晶硅片平均厚度为 175μm，由于市场终端需求量较小，无继续减薄的动力，因此预测 2024 年之后厚度维持 170μm 不变，但不排除后期仍有变薄的可能。p 型单晶硅片平均厚度在 155μm 左右，较 2021 年下降 15μm。目前，用于 TOPCon 电池的 n 型硅片平均厚度为 140μm，用于异质结电池的硅片厚度约 130μm。未来硅片厚度的变化将与多晶硅价格息息相关。

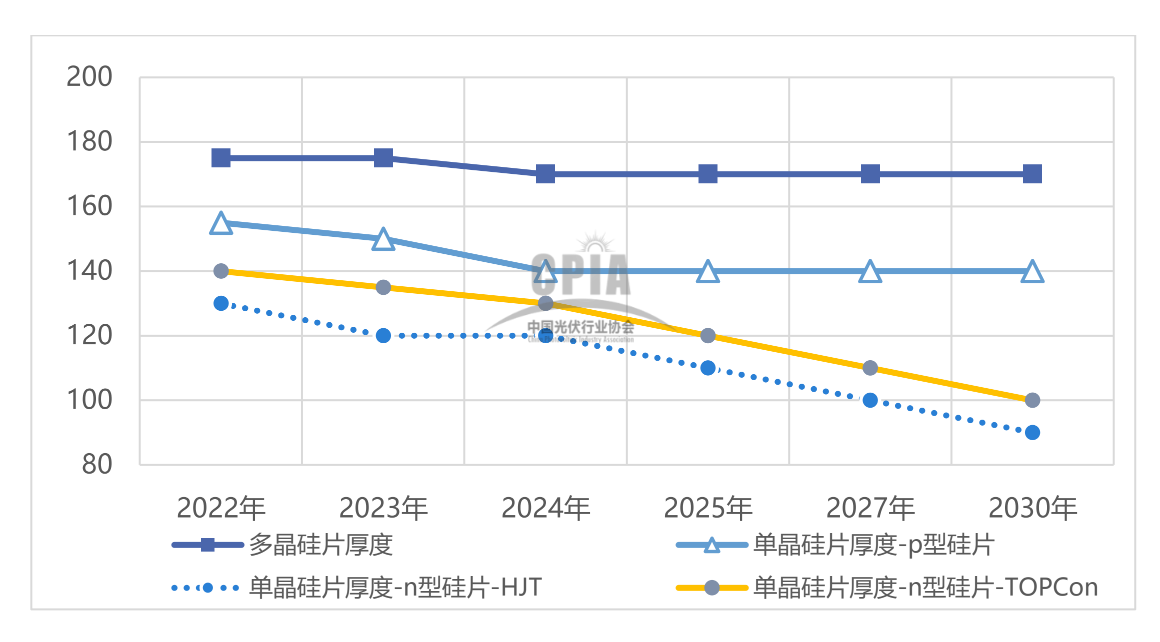


图 26　2022-2030 年硅片厚度变化趋势（单位：μm）

9、金刚线母线直径

金刚线母线直径及研磨介质粒度同硅片切割质量及切削损耗量相关，较小的线径和介质粒度有利于降低切削损耗和生产成本。2022 年，用于单晶硅片的金刚线母线直径为 38μm，降幅较大，且呈不断下降趋势。由于多晶硅片中缺陷及杂质较多，细线容易发生断线，因此用于多晶硅片的金刚线母线直径大于单晶硅片。2022 年，用于多晶硅片的金刚线母线直径为 57μm，且随着多晶硅片需求减缓，技改动力不足，未来用于多晶硅片的金刚线母线直径保持不变。目前主流金刚线为碳钢，钨丝线仍处于中试阶段，预估 2024 年以后钨丝线或将进入市场，母线直径将会进一步下降。

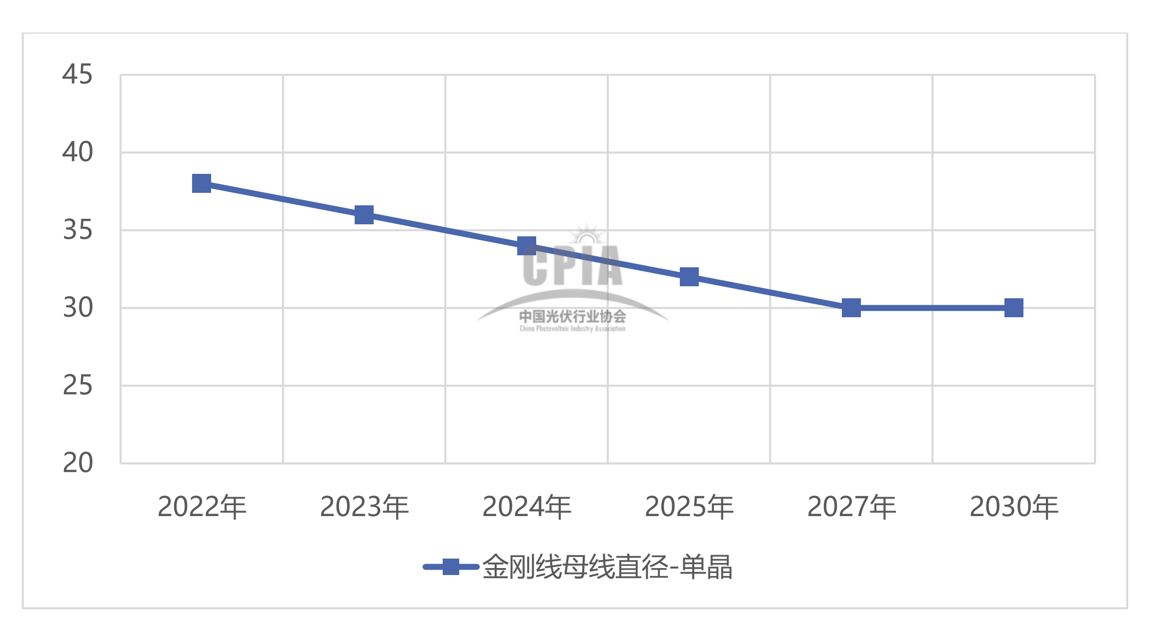


图 27　2022-2030 年金刚线母线直径变化趋势（单位：μm）

10、单位方棒/方锭在金刚线切割下的出片量

随着金刚线直径降低以及硅片厚度下降，等径方棒/方锭每公斤出片量将增加。2022 年 p 型每公斤单晶方棒出片量约为 59 片，n 型 TOPCon 单晶方棒出片量约为 63 片，n 型 HJT 单晶方棒出片量约为 50 片。（2022 年，p 型多晶方锭 158.75mm 尺寸出片量约为 65 片；p 型 166mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 70 片；p 型 210mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 44 片；n 型 TOPCon 210mm 单晶方棒出片量约为 47 片；n 型 HJT 166mm 单晶方棒出片量约为 80 片。）

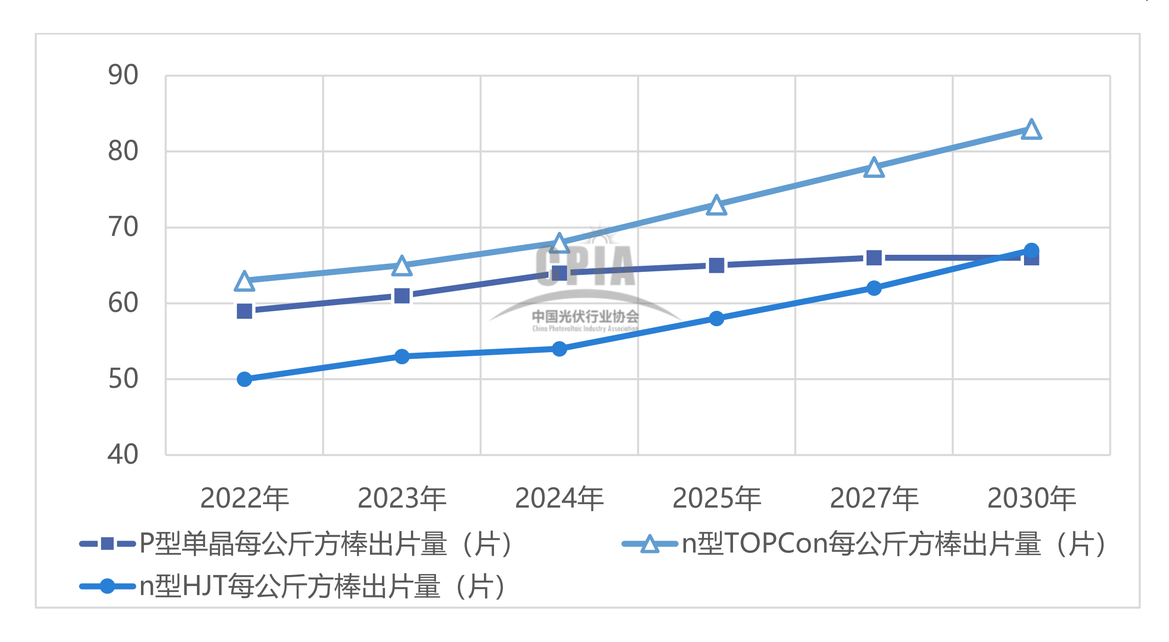


图 28　2022-2030 年每公斤方棒/方锭在金刚线切割下的出片量变化趋势（单位：片）

注：本指标 p 单晶型和 n 型 TOPCon 以 182mm 尺寸硅片为基准；n 型 HJT 以 210mm 尺寸硅片为基准，出片数以整片计算。

11、拉棒/铸锭/切片单位产能设备投资额

2022 年，拉棒和铸锭环节单位产能设备投资额（包括机加环节）分别为 5.0 万元/吨和 2.0 万元/吨。随着单晶拉棒设备供应能力提高及技术进步，设备投资成本呈逐年下降趋势。但铸锭设备技改降本动力不足，以及设备生产商利润空间有限，未来设备投资成本无下降的动力。切片环节单位产能设备投资是指从方棒/方锭到制成硅片的设备投资，2022 年为 23.9 万元/百万片，未来呈逐渐下降的趋势，但是如果加入自动化设备，切片环节设备投资额的变化趋势可能持平甚至增加。

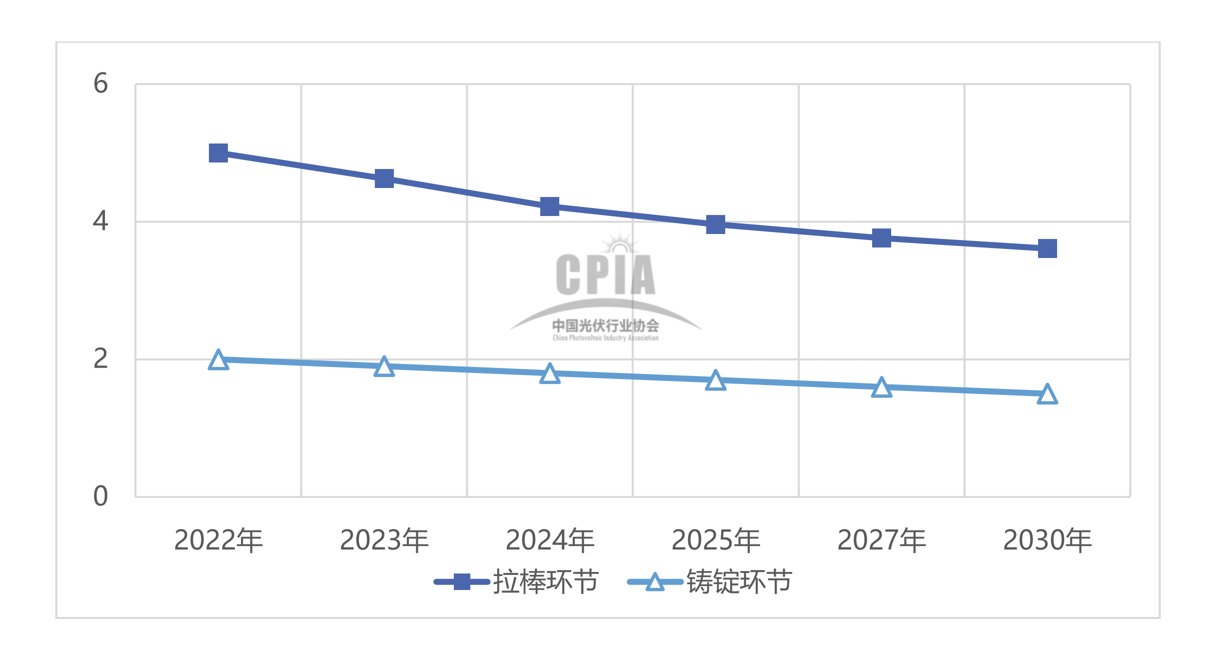


图 29　2022-2030 年拉棒/铸锭环节设备投资成本变化趋势（单位：万元/吨）

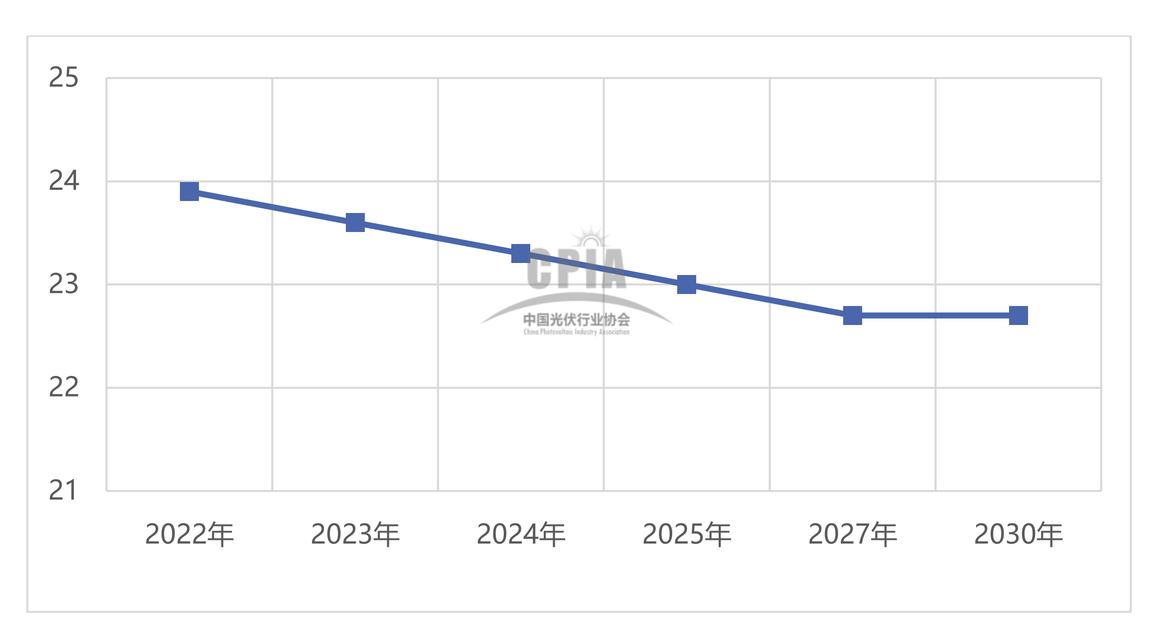


图 30　2022-2030 年切片环节设备投资成本变化趋势（单位：万元/百万片）

12、硅片人均产出率

硅片人均产出主要指产线员工的人均产出（包含产线直接和间接人员，不含管理人员）。随着工厂自动化水平的不断提升，单位产能逐步增加，硅片工厂的人均产出也快速提高。2022 年，硅片产线晶体环节拉棒（方棒）人均产出率为 26.8 t/(人•年)，切片人均产出率为 1.9 百万片/(人•年)。未来大尺寸产能逐步释放，自动化水平显著提升，预计晶体拉棒（方棒）人均产出和切片人均产出均会有较为明显的增加。

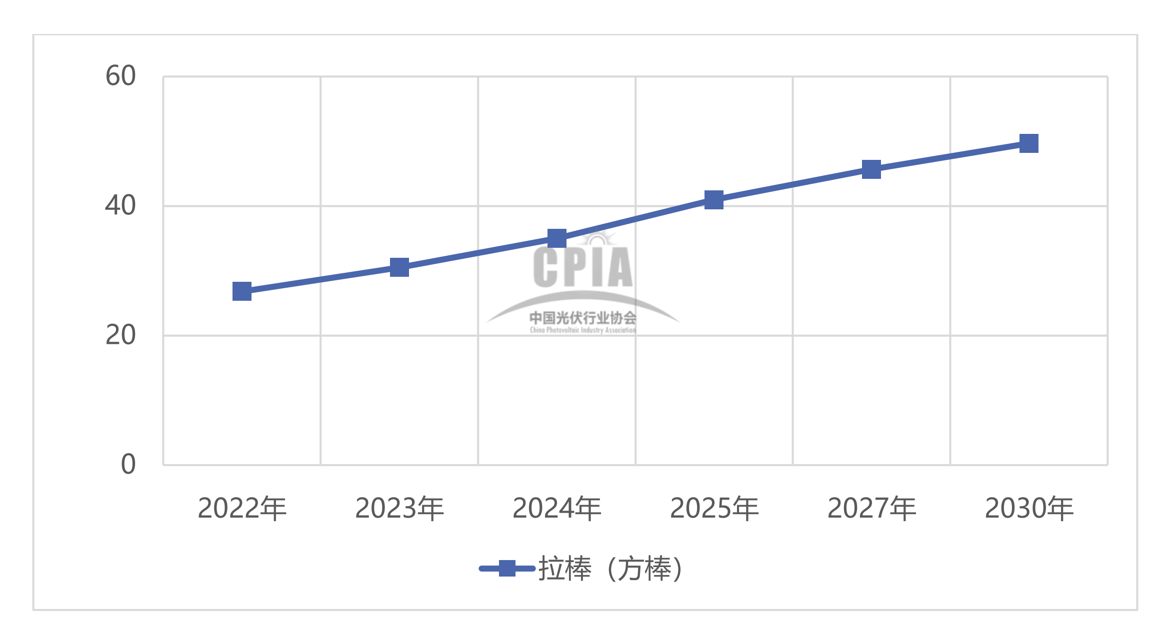


图 31　2022-2030 年拉棒（方棒）人均产出率变化趋势（单位：t/(人·年)）

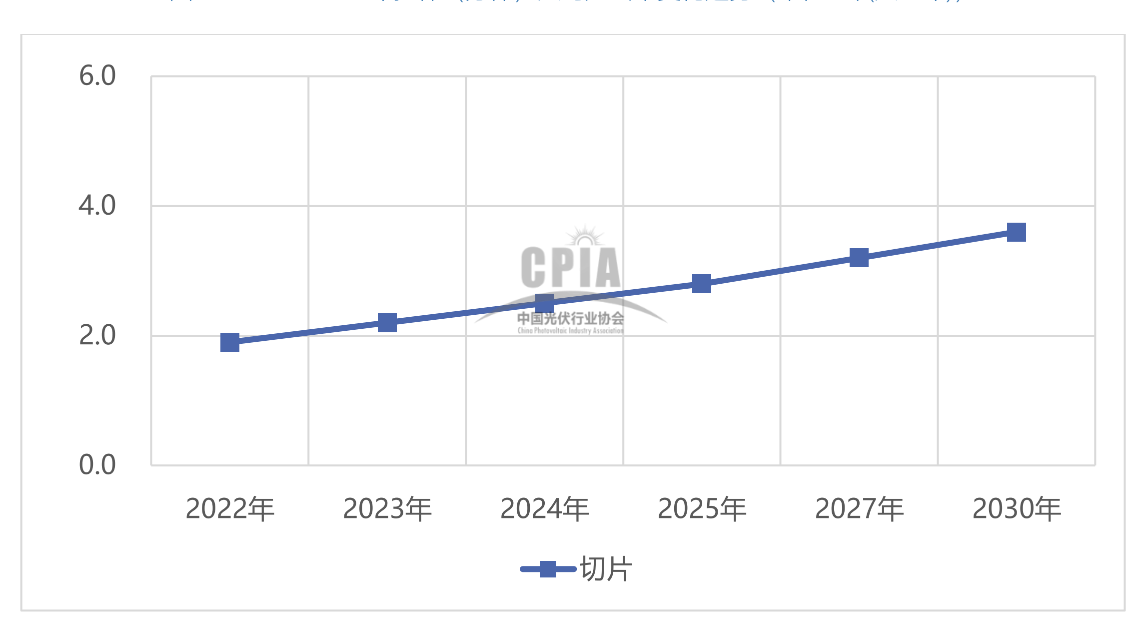


图 32　2022-2030 年切片人均产出率变化趋势（单位：百万片/(人·年)）

13、不同类型硅片市场占比[3]

2022 年，单晶硅片（p 型+n 型）市场占比约 97.5%，其中 p 型单晶硅片市场占比降至 87.5%，n 型单晶硅片占比增长至 10%。随着下游对单晶产品的需求增大，单晶硅片市场占比也将进一步增大，且 n 型单晶硅片占比将持续提升。多晶硅片的市场份额由 2021 年的 5.2%下降至 2.5%，未来呈逐步下降趋势，但仍会在细分市场保持一定需求量。

[3] 本环节市场占比是各类产品在国内硅片企业总出货量（含出口）中的占比。

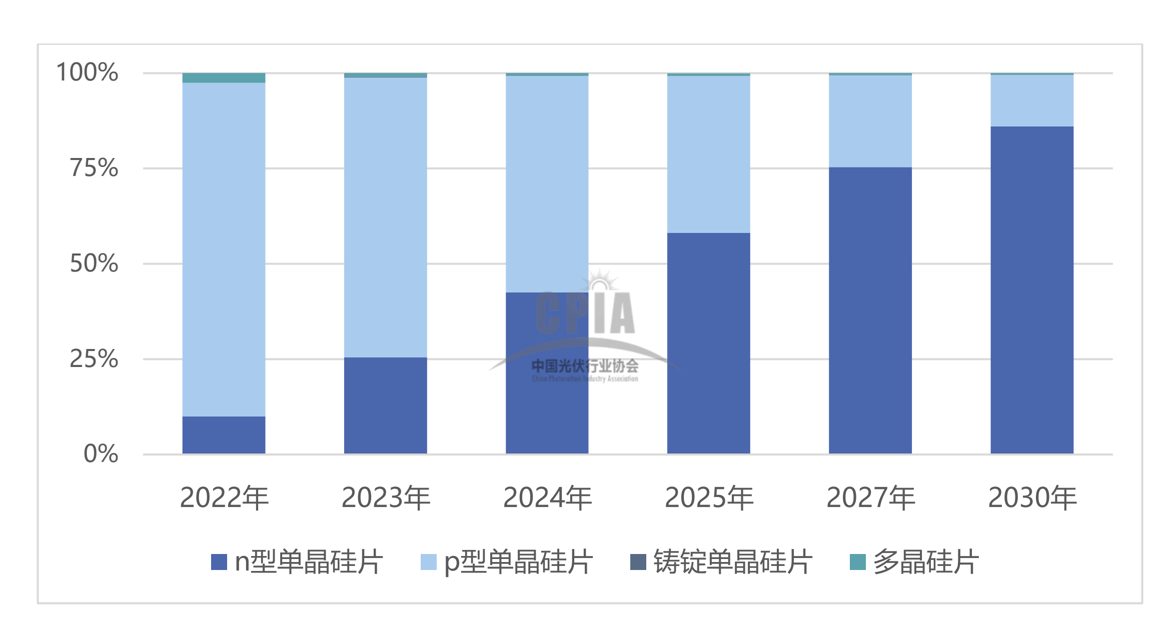


图 33　2022-2030 年不同类型硅片市场占比变化趋势

14、不同尺寸硅片市场占比

2022 年市场上硅片尺寸种类多样，包括 156.75mm、157mm、158.75mm、166mm、182mm、210mm 等，且各占有一定的市场份额。其中，156.75mm 尺寸占比由 2021 年的 5%下降为 0.5%，2024 年或将淡出市场；166mm 尺寸占比由 2021 年的 36%降至 15.5%，且未来市场占比将进一步减少；2022 年 182mm 和 210mm 尺寸合计占比由 2021 年的 45%迅速增长至 82.8%，未来其占比仍将快速扩大。

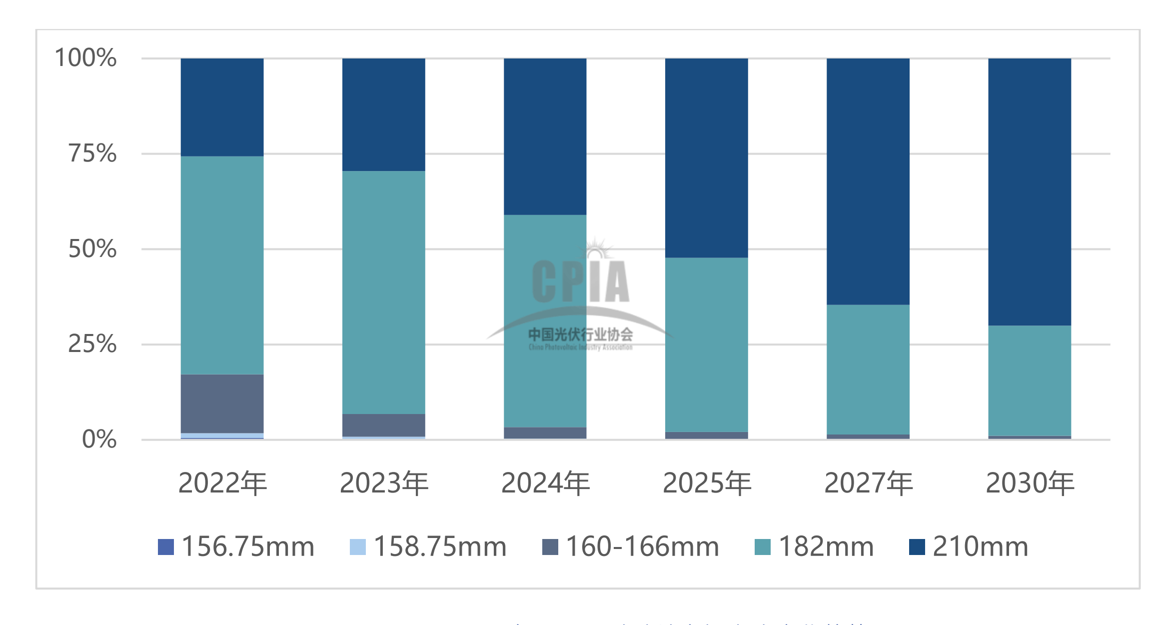


图 34　2022-2030 年不同尺寸硅片市场占比变化趋势

注：156.75mm 尺寸硅片包括 M2 单晶硅片、标准多晶硅片、157mm 多晶硅片；

160-166mm 尺寸硅片主要包括 161.7mm 全方片、161.7mm 类方片、163mm 类方片、166mm 类方片硅片。

（三）电池片环节[4]

表 1　各种晶硅电池名称缩写及释义对照表

名称缩写	各种晶硅电池释义
Al-BSF	铝背场电池（Aluminium Back Surface Field）——为改善太阳能电池的效率，在 p-n 结制备完成后，在硅片的背光面沉积一层铝膜，制备 P+层，称为铝背场电池。
PERC	发射极钝化和背面接触（Passivated Emitter and Rear Contact）——利用特殊材料在电池片背面形成钝化层作为背反射器，增加长波光的吸收，同时增大 p-n 极间的电势差，降低电子复合，提高效率。
TOPCon	隧穿氧化层钝化接触（Tunnel Oxide Passivated Contact）——在电池背面制备一层超薄氧化硅，然后再沉积一层掺杂硅薄层，二者共同形成了钝化接触结构。
HJT	具有本征非晶层的异质结 (Heterojunction Technology) ——在电池片里同时存在晶体和非晶体级别的硅，非晶硅的出现能更好地实现钝化效果。
IBC	交指式背接触 (Interdigitated Back Contact) ——把正负电极都置于电池背面，减少置于正面的电极反射一部分入射光带来的阴影损失。
MWT	金属穿透电极技术 (Metal-wrap through) ——通过在电池片上开孔并填充导电浆料而将电池正面电极引到背面，使得电池片的正、负电极均位于电池背面，从而发挥电池组件的低挡光、低应力衰减、不含铅等优势。
HBC	异质结背接触（Heterojunction Back Contact）——利用异质结（HJT）电池结构与交指式背接触（IBC）电池结构相结合，形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 HJT 电池高的开路电压的优势，因此能获得更高的电池效率。
TBC	隧穿氧化层钝化背接触（Tunneling Oxide Passivated Back Contact）——利用隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）电池结构与交指式背接触（IBC）电池结构相结合，形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 TOPCon 优异的钝化接触特性，因此能获得更高的电池效率。

[4]若无特殊说明，本环节指标均以生产 182mm 尺寸电池为基准。

1、各种电池技术平均转换效率

2022 年，规模化生产的 p 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 23.2%，较 2021 年提高 0.1 个百分点；采用 PERC 技术的多晶黑硅电池片转换效率达到 21.1%，较 2021 年提高 0.1 个百分点；常规多晶黑硅电池效率提升动力不强，转换效率与 2021 年持平，且未来效率提升空间有限；铸锭单晶 PERC 电池平均转换效率为 22.5%，较单晶 PERC 电池低 0.7 个百分点；n 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 24.5%，异质结电池平均转换效率达到 24.6%，两者较 2021 年均有较大提升，XBC 电池平均转换效率达到 24.5%，今后随着技术发展，TBC、HBC 等电池技术也可能会不断取得进步。未来随着生产成本的降低及良率的提升，n 型电池将会成为电池技术的主要发展方向之一。

表 2　2022-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

分类		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
p 型多晶	BSF p 型多晶黑硅电池	19.5%	19.7%	-	-	-	-
	PERC p 型多晶黑硅电池	21.1%	21.3%	-	-	-	-
	PERC p 型铸锭单晶电池	22.5%	22.7%	22.9%	-	-	-
p 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.2%	23.3%	23.4%	23.5%	23.6%	23.7%
n 型单晶	TOPCon 单晶电池	24.5%	24.9%	25.2%	25.4%	25.7%	26.0%
	异质结电池	24.6%	25.0%	25.4%	25.7%	25.9%	26.1%
	XBC 电池	24.5%	24.9%	25.2%	25.6%	25.9%	26.1%

注：均只记正面效率。

2、不同电池技术路线市场占比

2022 年，新投产的量产产线仍以 PERC 电池产线为主。但下半年部分 n 型电池片产能陆续释放，PERC 电池片市场占比下降至 88%，n 型电池片占比合计达到约 9.1%，其中 n 型 TOPCon 电池片市场占比约 8.3%，异质结电池片市场占比约 0.6%，XBC 电池片市场占比约 0.2%。由于部分海外市场如印度、巴西等国家仍对成本低廉的 BSF 产品有需求，国内一些细分市场如太阳能路灯等产品在使用，2022 年 BSF 电池片市场占比约 2.5%。

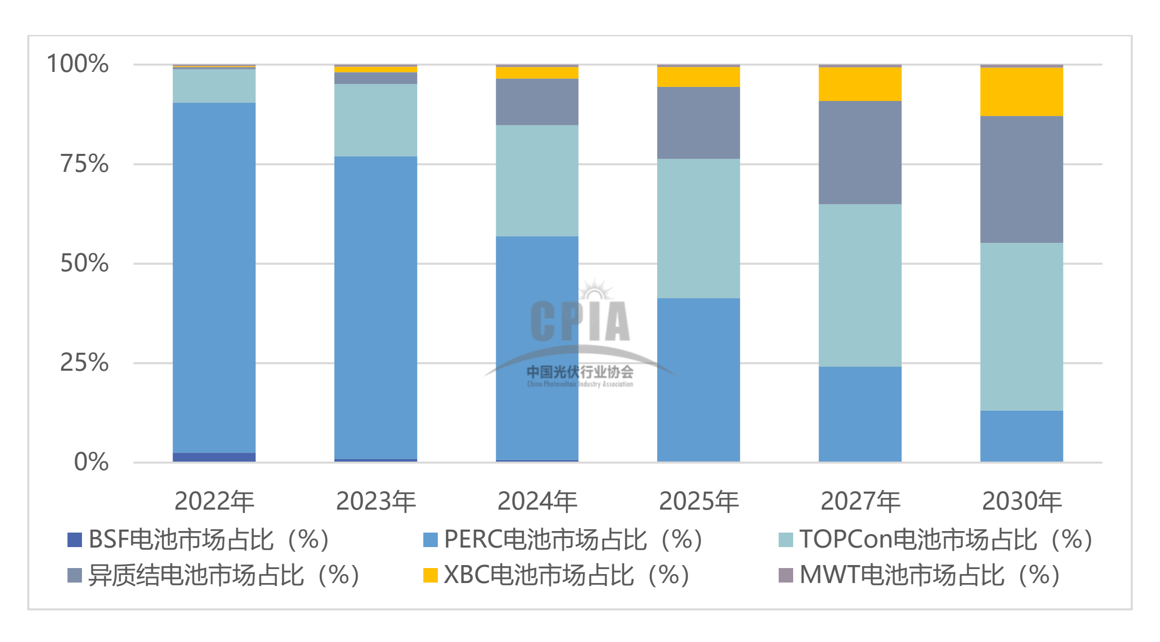


图 35　2022-2030 年不同电池技术路线市场占比变化趋势

3、电池铝浆消耗量

铝浆消耗量主要为晶硅电池片中铝背场消耗的铝浆。随着双面 PERC 电池的迅速发展，以及 PERC 电池的技术进步，电池片铝浆平均消耗量持续下降。2022 年单面 PERC 电池铝浆消耗量约为 780mg/片，双面 PERC 电池铝浆消耗量约为 264mg/片。随着未来 PERC 电池的技术进步，每片电池耗铝量仍有下降空间。

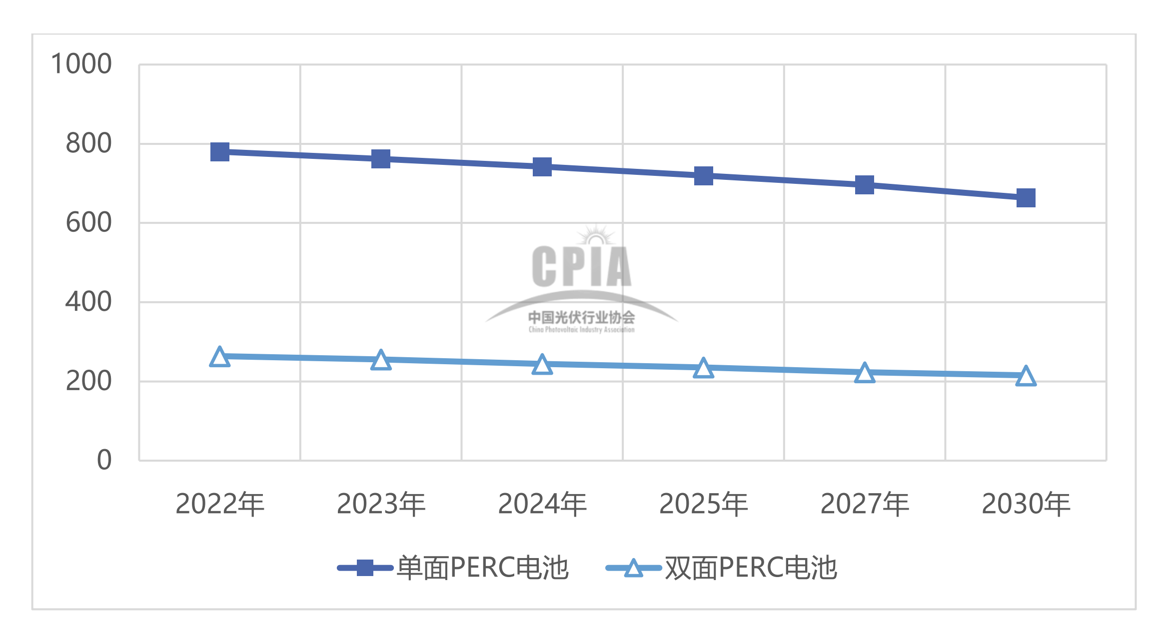


图 36　2022-2030 年单/双面 PERC 电池铝浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）

4、电池银浆消耗量

目前电池银浆分为高温银浆和低温银浆两种。p 型电池和 TOPCon 电池使用高温银浆，异质结电池使用低温银浆。银浆在电池片成本中占比较高，目前主要通过多主栅技术以及减小栅线宽度来减少正银消耗量。

2022 年，p 型电池片主栅数量从 9BB 改为 11BB 及 16BB，正银消耗量降低至约 65mg/片，背银消耗量约 26mg/片；n 型 TOPCon 电池双面银浆（铝）[5]（95%银）平均消耗量约 115mg/片；异质结电池双面低温银浆消耗量约 127mg/片。

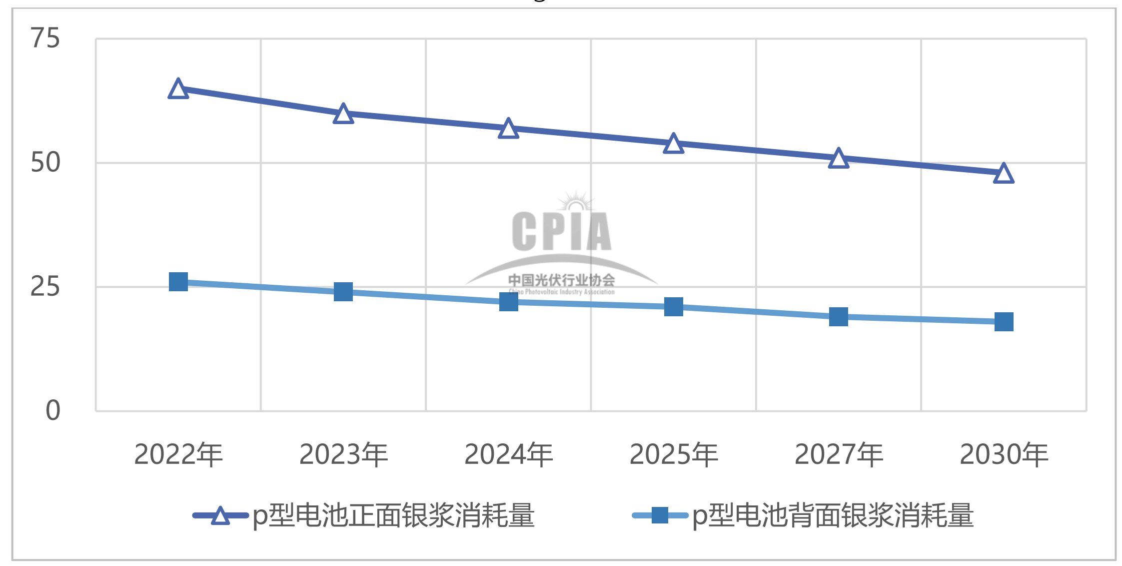


图 37　2022-2030 年 p 型电池片正/背面银浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）

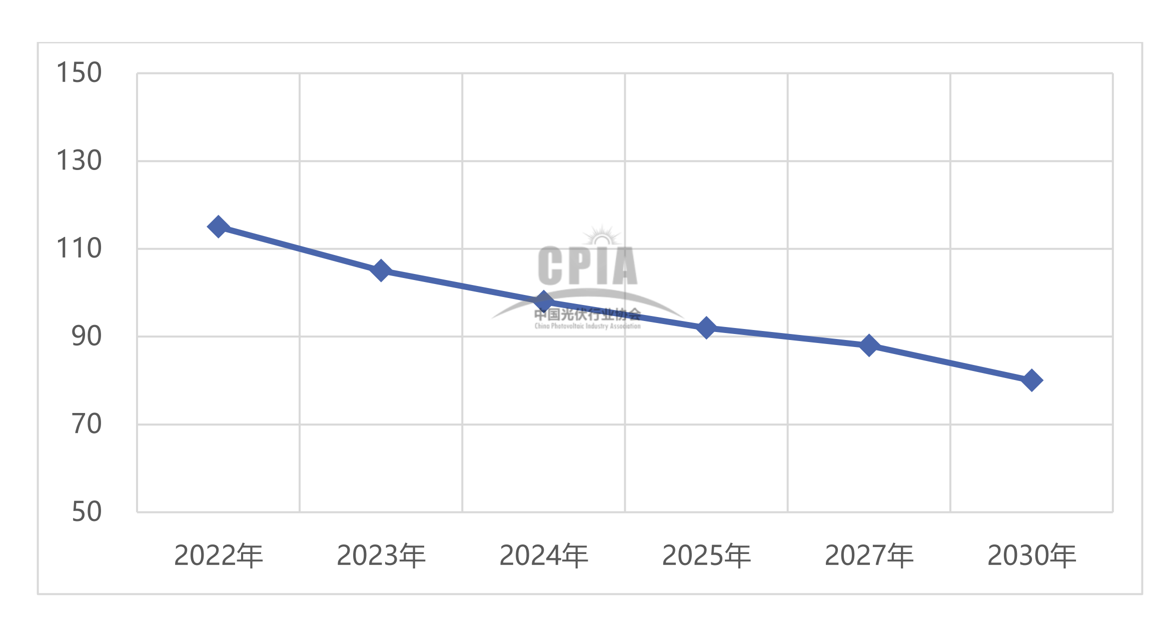


图 38　2022-2030 年 n 型 TOPCon 电池片双面银浆（铝）消耗量变化趋势（单位：mg/片）

[5] TOPCon 电池正面主栅使用银浆，细栅使用银铝浆。

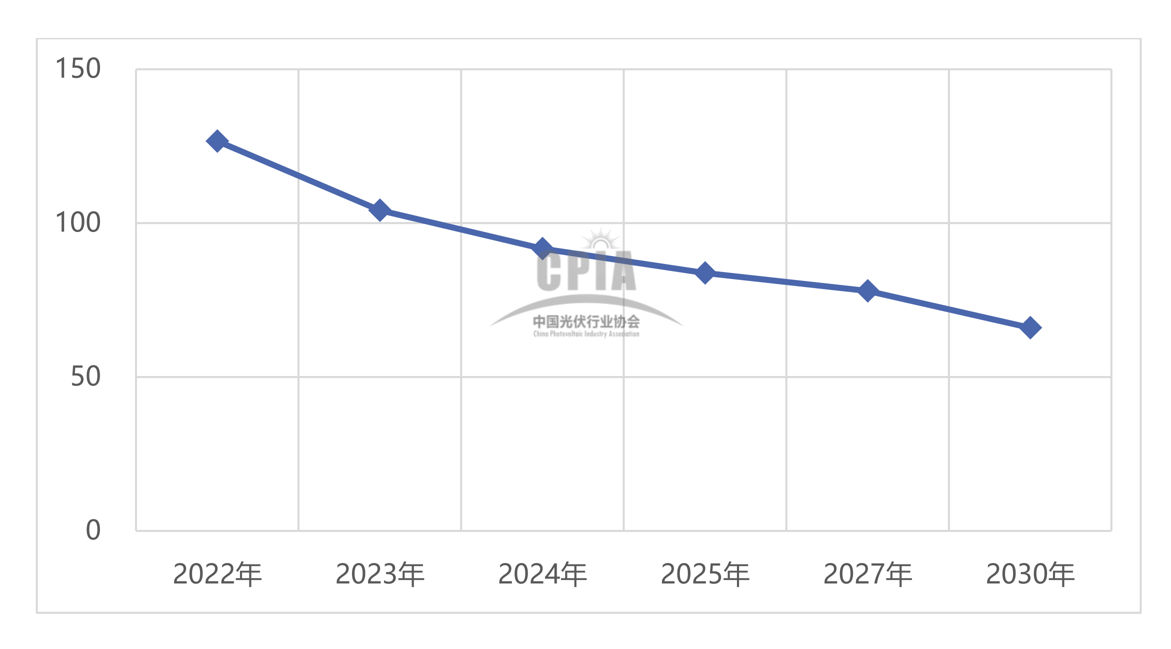


图 39　2022-2030 年异质结电池双面低温银浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）

5、异质结电池片金属电极技术市场占比

目前异质结电池片的金属电极仍以银电极为主，2022 年低温银浆电极市场占比达到 98.2%。由于低温银浆价格较高，部分企业及研究机构正积极开发利用贱金属如铜等替代银的电极技术，主要分为银包铜浆料结合丝印技术和电镀铜技术。目前用于异质结电池的电镀铜电极技术性价比仍需提升，使用率相对较低。

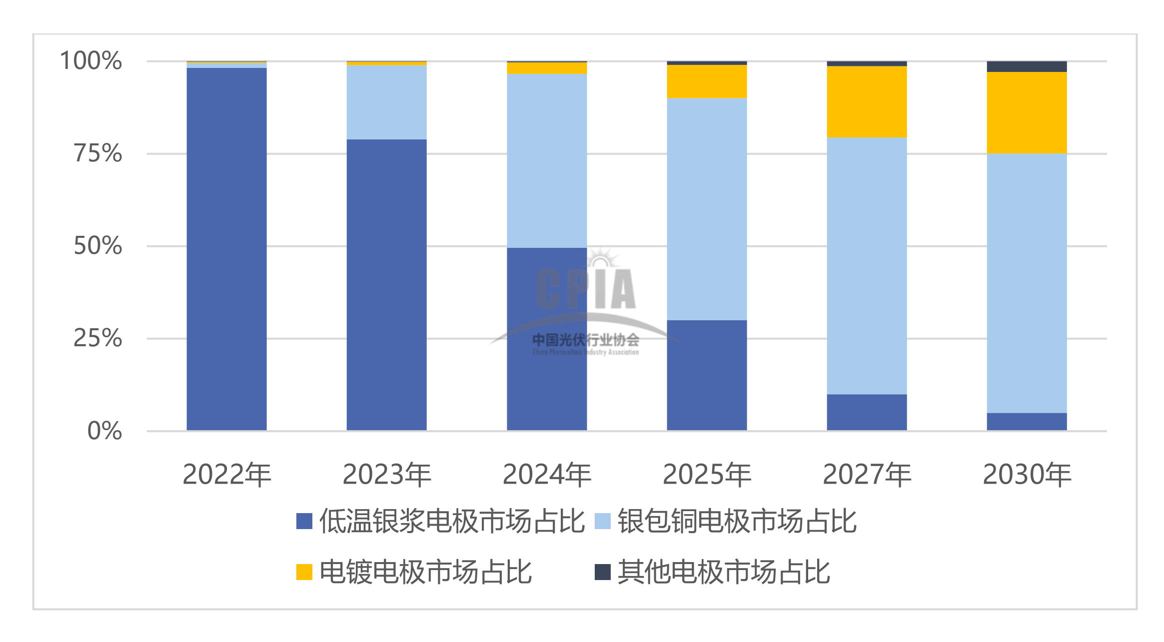


图 40　2022-2030 年电池片正面金属电极技术市场占比变化趋势

6、栅线印刷技术市场占比

目前，电池片的金属栅线几乎全部通过丝网印刷的方式制备，2022 年市场占比达到 99.9%。生产企业和设备厂家也在研发孔板印刷、电镀、激光转印、喷墨等其他栅线印刷技术。预计未来几年内丝网印刷技术仍将是主流技术。随着栅线宽度变窄的需求增加，也会出现新的电池片栅线制备技术。

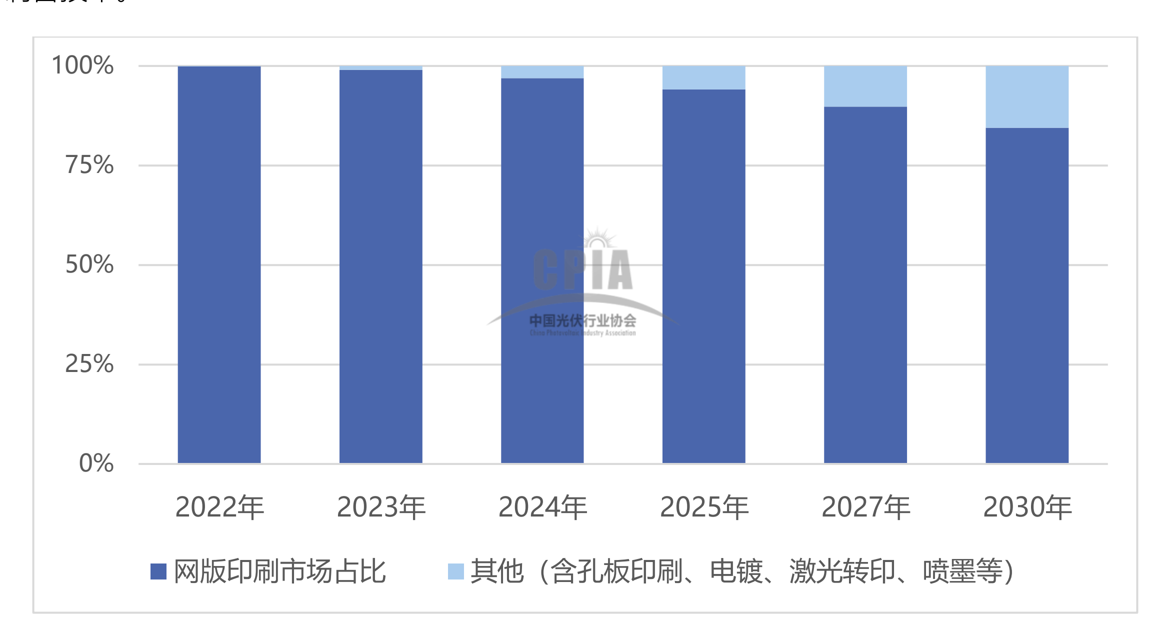


图 41　2022-2030 年栅线印刷技术市场占比变化趋势

7、p 型电池片发射极方块电阻

发射极方块电阻是反映太阳能电池发射区掺杂浓度的重要指标，硅片单位面积掺杂浓度低则其方阻值相对高。2022 年，PERC 电池发射极电阻进一步提高至 167ohm/□。随着金属化浆料技术及硅片品质的不断提升，发射极方块电阻会不断提高。但随着电池片尺寸的增大，考虑到片内均匀性、浆料匹配性以及在高发射极方块电阻上制备低接触电阻较为困难等原因，预计未来发射极方块电阻增速将趋缓。

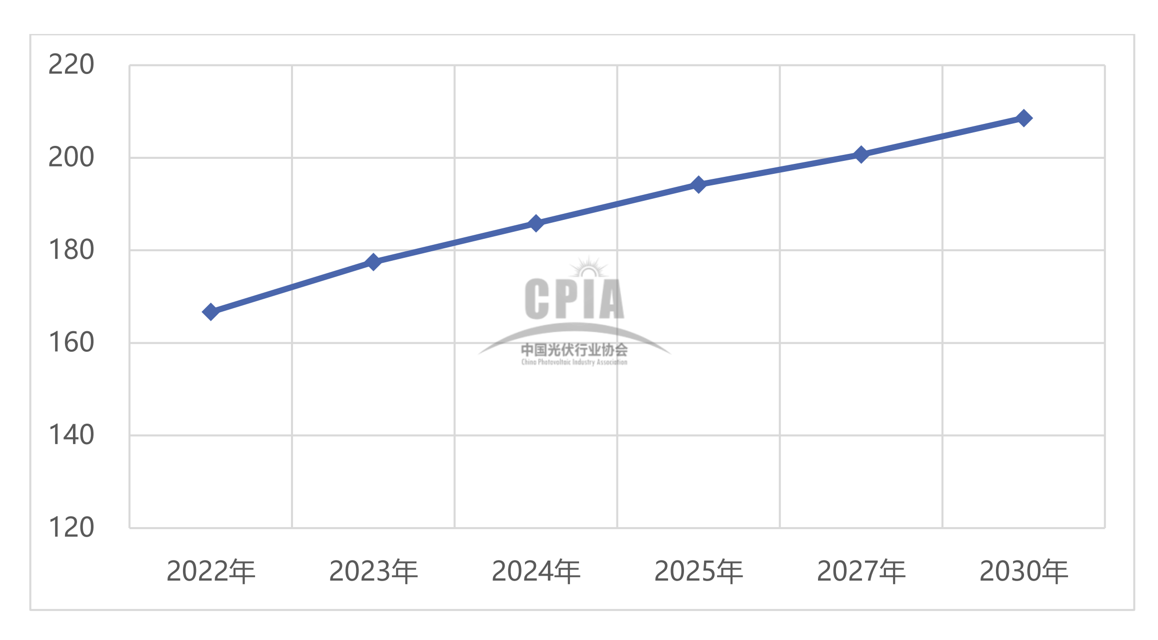


图 42　2022-2030 年 p 型电池片发射极方块电阻变化趋势（单位：ohm/□）

8、电池片背钝化技术市场占比

PERC 电池背面钝化技术主要有 PECVD AlOx+SiNx 和 ALD AlOx+SiNx 等方法。其中 PECVD 沉积技术 2022 年市场占比在 53%左右；ALD 沉积技术有更精确的层厚控制和更好的钝化效果，2022 年市场占比约 46.9%。除 PECVD 和 ALD 背钝化技术外，目前市场上应用的还有氮氧化硅（SiONx）背钝化技术，市场占比约 0.1%。

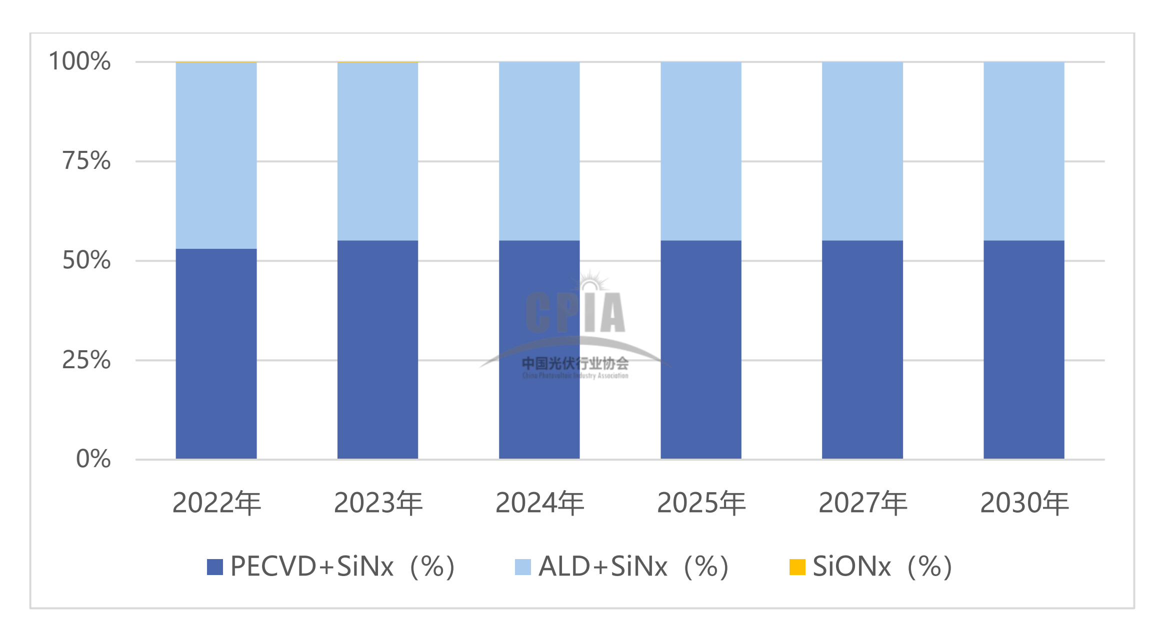


图 43　2022-2030 年 PERC 电池片背钝化技术市场占比变化趋势

TOPCon 电池片背面钝化技术主要有 LPCVD、PECVD、PVD 等方法。其中 LPCVD 沉积技术 2022 年市场占比约 66.3%，PECVD 沉积技术市场占比约 20.7%，还有少部分使用 PVD 沉积

技术，市场占比约 13%。PECVD 因成膜速度快、绕镀较轻、成本低等优势，其市场占比或将逐步提高。

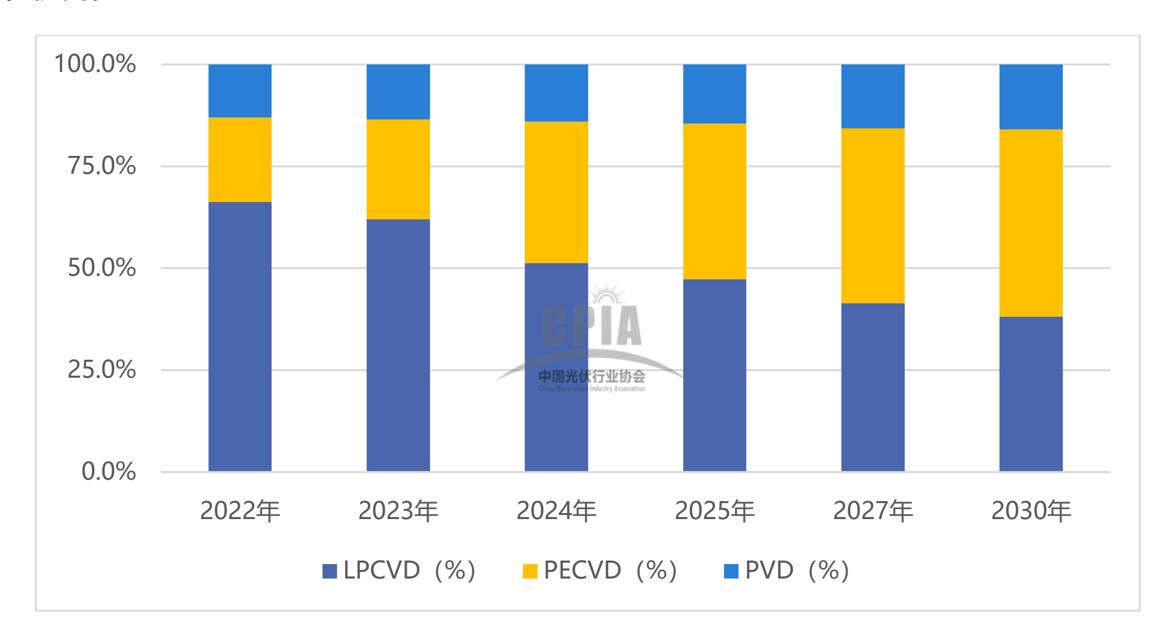


图 44　2022-2030 年 TOPCon 电池片背钝化技术市场占比变化趋势

9、异质结电池片 TCO 沉积方法市场占比

异质结电池片的 TCO 沉积方法主要有 PVD 和 RPD 两种。2022 年主要以 PVD 为主，市场占比达到约 98.8%，RPD 由于其成本较高，2022 年市场占比仅为 1.2%左右。未来到 2030 年，PVD 仍将占据市场主流。

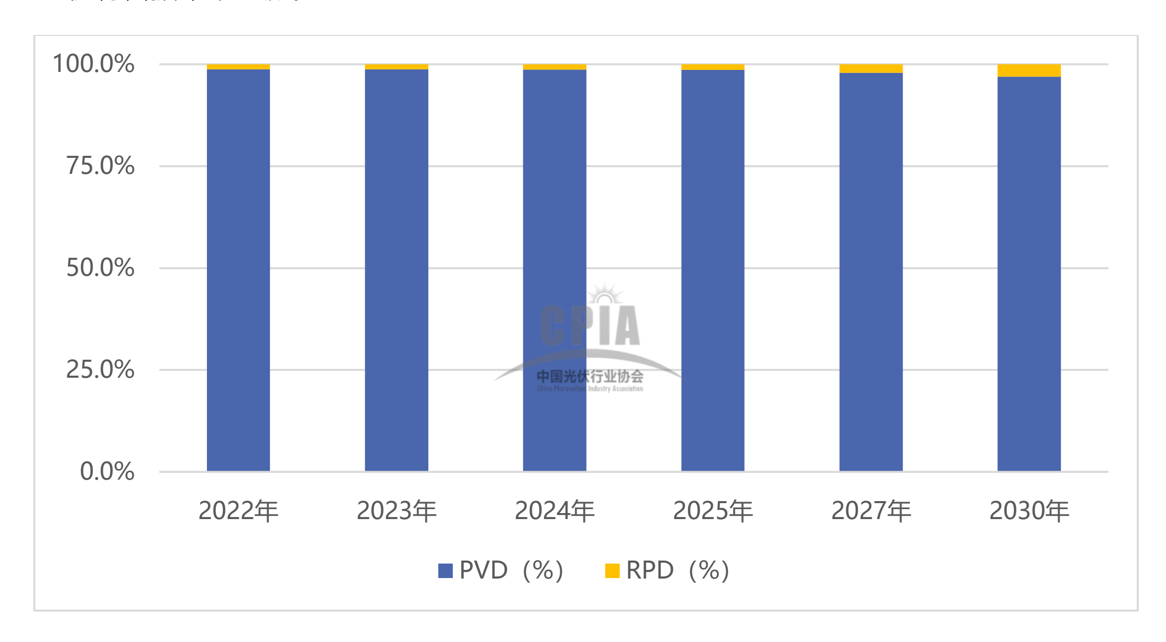


图 45　2022-2030 年异质结电池片 TCO 沉积方法市场占比变化趋势

10、电池正面细栅线宽度

晶硅太阳能电池正面金属化电极由用于汇流、串联的主栅线和收集载流子的细栅线组成。在保持电池串联电阻不提高的条件下，减小细栅宽度有利于降低遮光损失并减少正银用量。2022年，细栅线宽度一般控制在 28.9μm 左右，印刷设备精度在±7.4μm。随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度仍会保持一定幅度的下降。预计到 2030 年印刷设备精度可提高至±5.5μm，细栅线宽度或将下降至 18.2μm 左右。

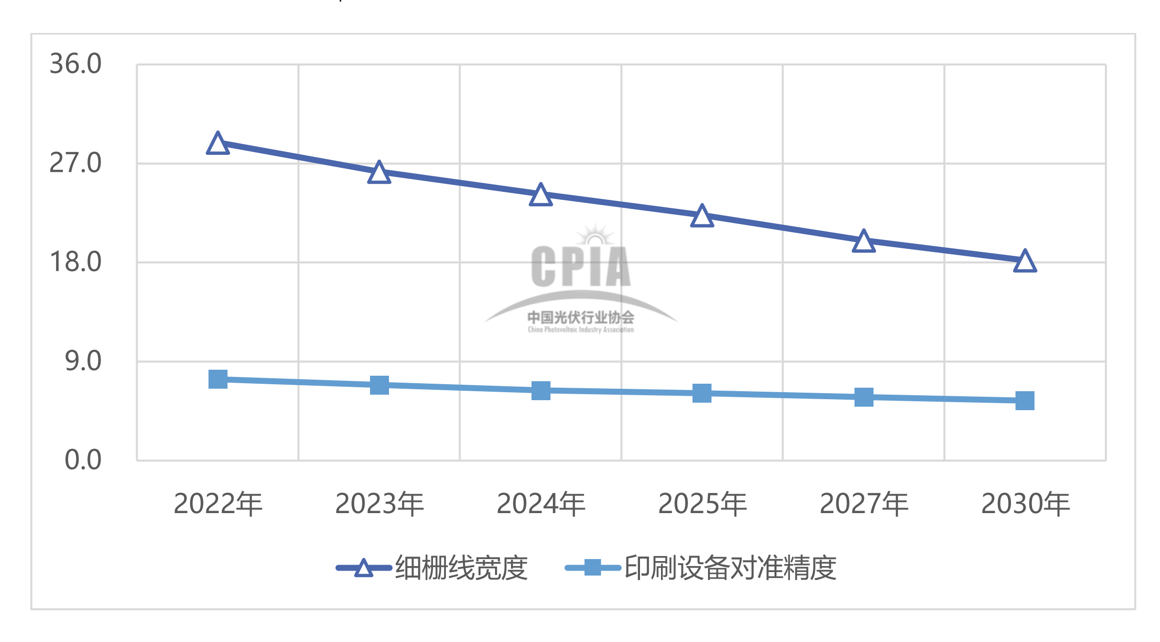


图 46　2022-2030 年电池正面细栅线宽度及对准精度变化趋势（单位：μm）

11、各种主栅市场占比[6]

在不增加电池遮光面积及影响组件串联焊接工艺的前提下，提高主栅数目有利于缩短电池片内细栅电流传输路径，减少电池功率损失，提高电池应力分布的均匀性以降低碎片率，降低断栅及隐裂对电池功率的影响。

（1）PERC 电池片

2022 年，随着 PERC 主流电池片尺寸增大，5 主栅已基本不应用在 182mm 尺寸的电池片中，9 主栅及以上技术成为新的市场主流，其中 9BB 技术市场占比约 34%，10BB 技术市场占比约 34.2%，11BB 及以上市场占比约 31.8%。

[6] 本指标是指不同类型主栅在国内电池片企业总出货量中的占比。

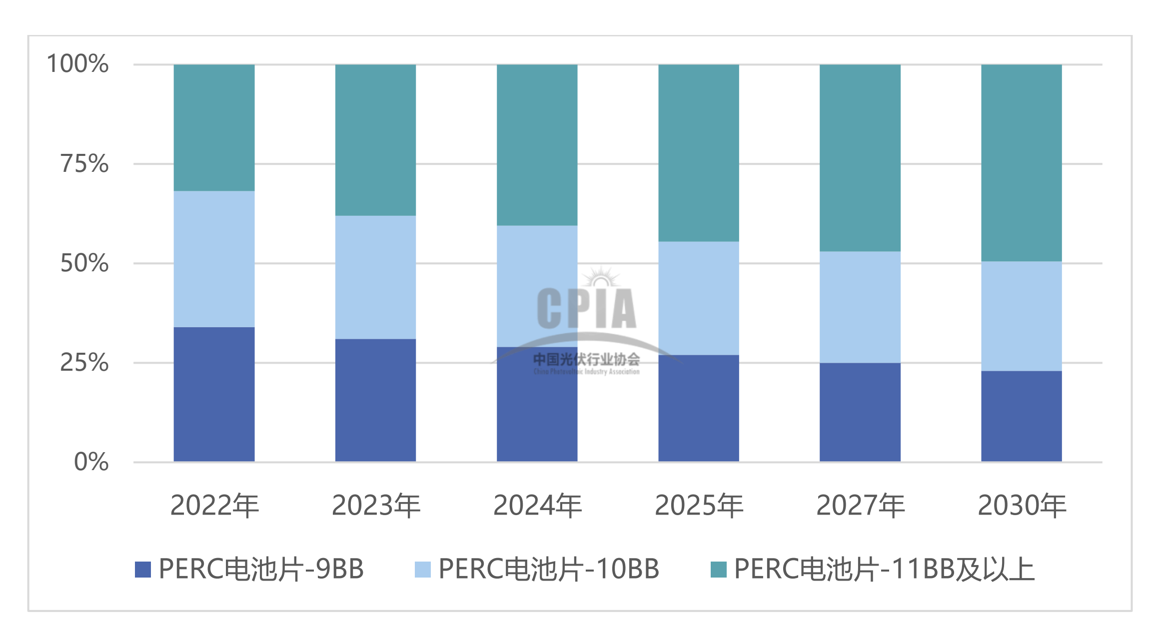


图 47　2022-2030 年 PERC 电池片各种主栅技术市场占比变化趋势

（2）TOPCon 电池片

2022 年，新投产的 TOPCon 电池片大多为 182mm 或 210mm 尺寸，采用 16BB 技术的市场占比达到约 51.3%，11BB 市场占比约 36.9%，少部分采用 9BB 或 10BB，市场占比约 11.8%。未来随着新产能的逐步释放以及旧产线的技术升级，9BB 或 10BB 技术将逐渐减少，2030 年 16BB 技术市场占比将逐渐提升至 99%以上。

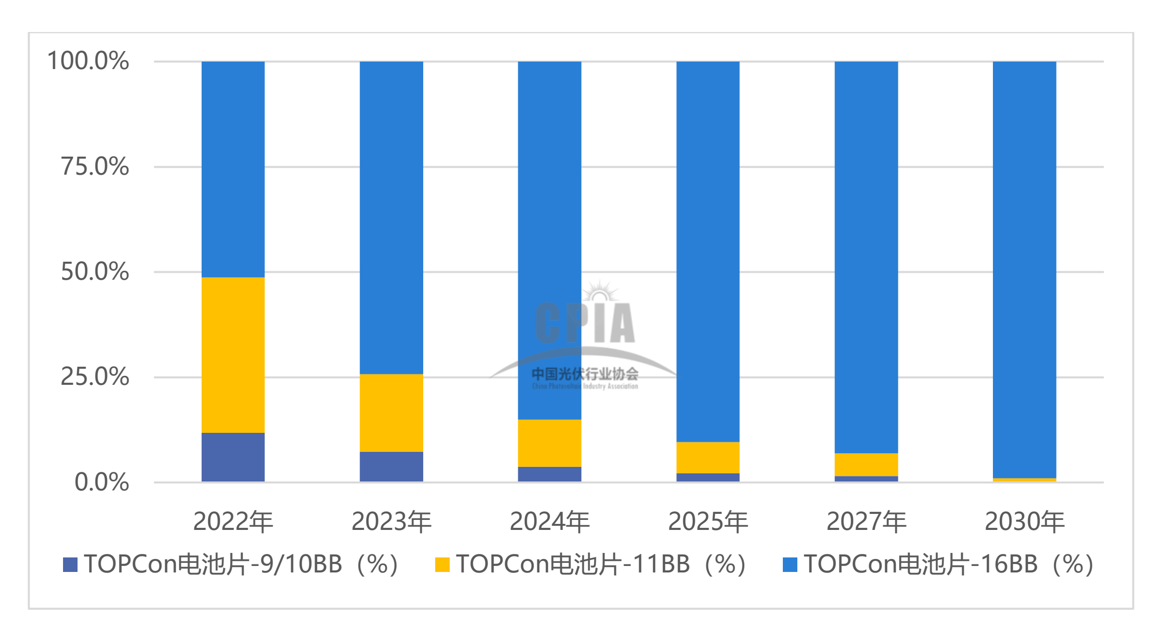


图 48　2022-2030 年 TOPCon 电池片各种主栅技术市场占比变化趋势

12、电池线人均产出率

电池线人均产出率主要指产线直接员工的人均产出（不含管理人员）。2022 年，PERC 电池片产线人均产出率为 4MW/（人·年）。未来随着光伏电池片产线自动化、智能化程度的不断提

升，以及电池转换效率的持续提高，人均产出率将有较大提升空间。TOPCon 产线由于大部分都是 2022 年新投产的产线，集成的智能化水准较高，2022 年人均产出率约 5 MW/（人·年）左右，部分先进企业人均产出能达到约 8 MW/（人·年）左右。异质结生产工艺流程较短，产线人数也较少，2022 年异质结电池片人均产出率约 6.9 MW/（人·年）。

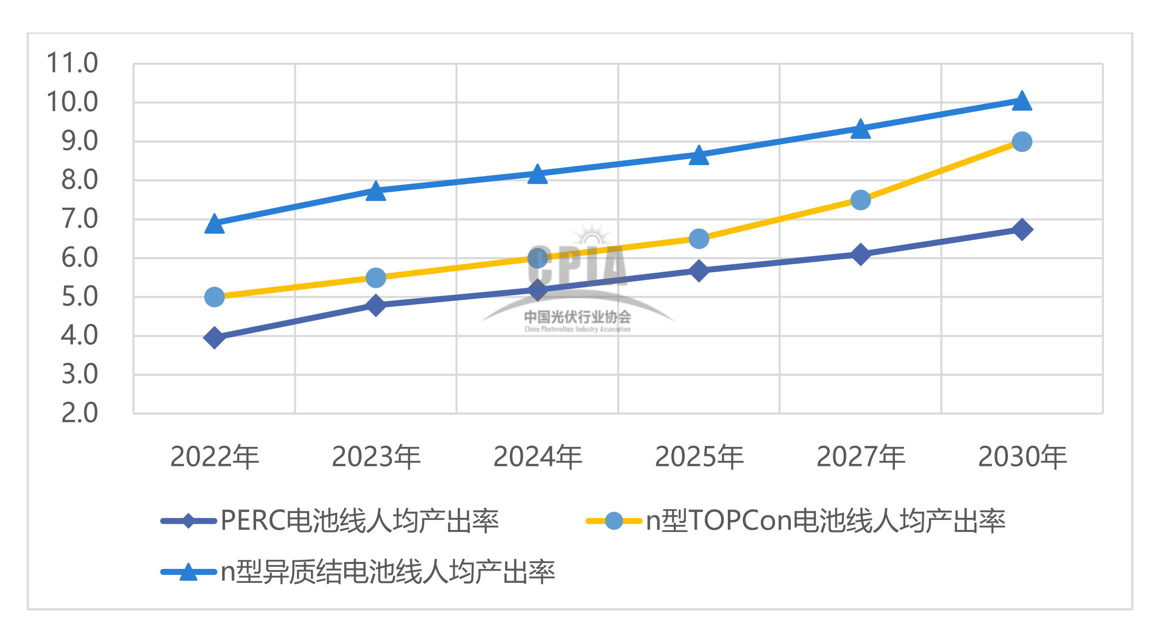


图 49　2022-2030 年不同类型电池线人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

13、电耗

电耗是指工厂生产电池片产品所耗用的全部电力（不包含办公区域及生活用电）。2022 年，p 型 PERC 电池片电耗降至 5.3 万 kWh/MW，n 型 TOPCon 电池片电耗约 5.6 万 kWh/MW，n 型异质结电池片电耗约 4.7 万 kWh/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，预计至 2030 年 p 型 PERC 电池电耗有望降至 3.5 万 kWh/MW，TOPCon 电池片电耗预计将降至 4.2 万 kWh/MW，n 型异质结电池片电耗预计将降至 3.4 万 kWh/MW。

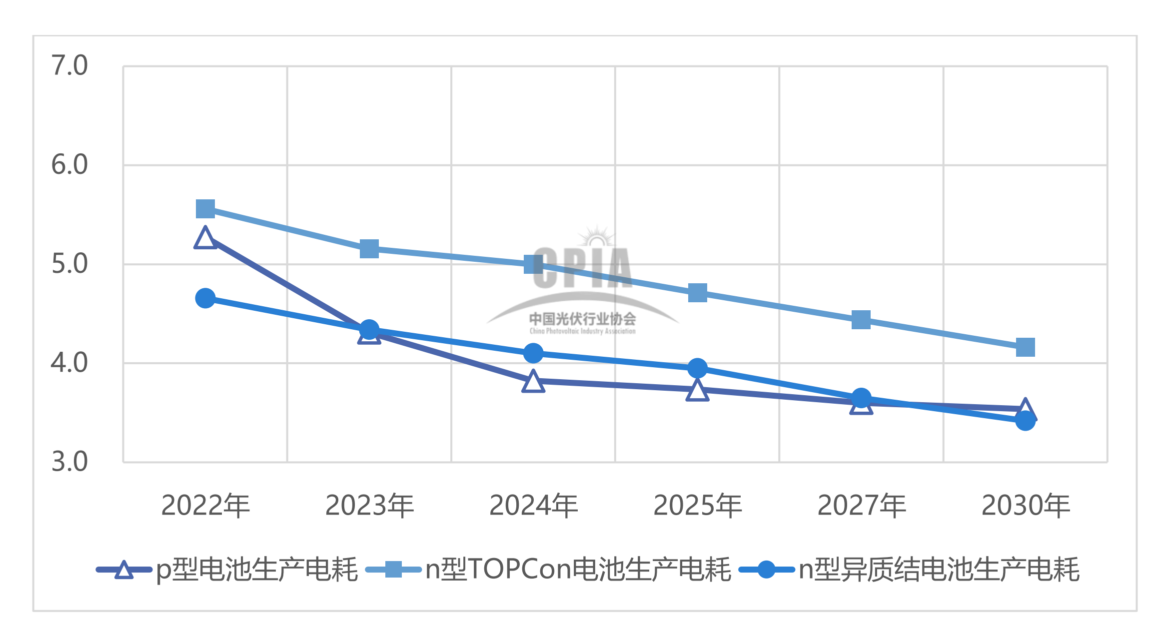


图 50　2022-2030 年各种类型电池片电耗变化趋势（单位：万 kWh/MW）

14、水耗

水耗是指工厂生产电池片产品过程中，在清洁和扩散后清洗等环节所消耗的总水量。2022 年，p 型 PERC 电池片水耗为 321 t/MW，n 型 TOPCon 电池片水耗为 523 t/MW，已达产的 n 型异质结电池片水耗约 226t/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，电池生产的水耗量将呈逐年下降趋势，n 型电池和 p 型电池的水耗差距也将逐步减小。

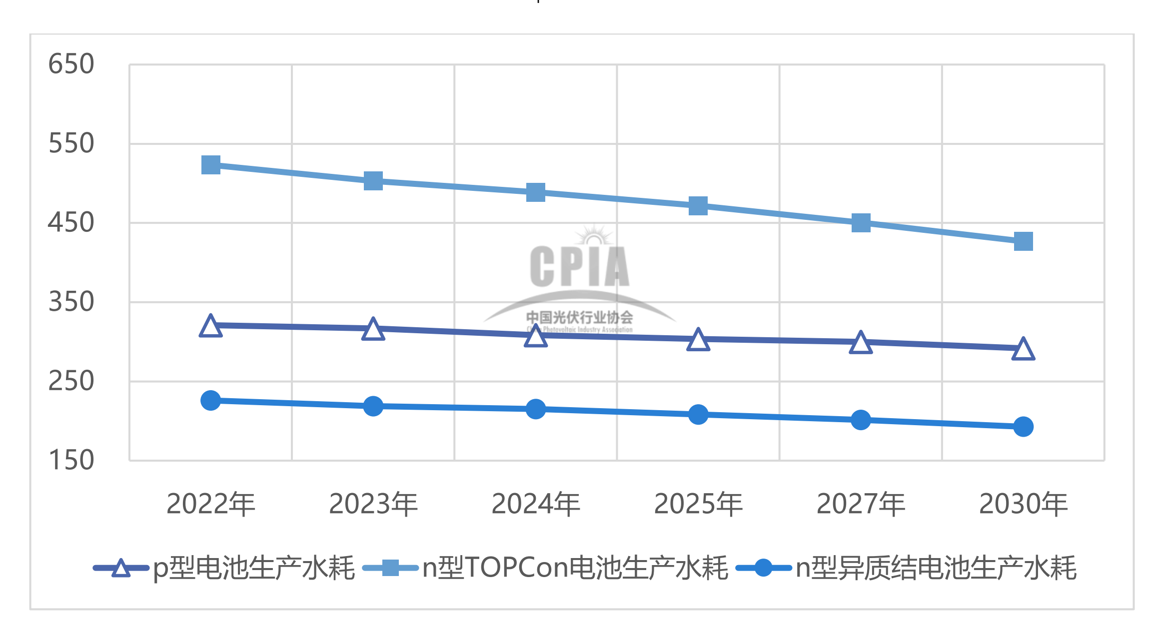


图 51　2022-2030 年不同类型电池片水耗变化趋势（单位：t/MW）

15、电池片单位产能设备投资额

2022 年，新投 PERC 和 TOPCon 电池片产线生产设备基本实现国产化，其中 PERC 电池产线设备投资成本降至 15.5 万元/MW，降幅远超 2021 年预期，产线可兼容 182mm 及 210mm 的大尺寸产品，单条产线产能已达到 500MW 以上。2022 年新投产 TOPCon 电池线设备投资成本约 19 万元/MW，略高于 PERC 电池；异质结电池设备投资成本约 36.4 万元/MW。未来随着设备生产能力的提高及技术进步，单位产能设备投资额将进一步下降。

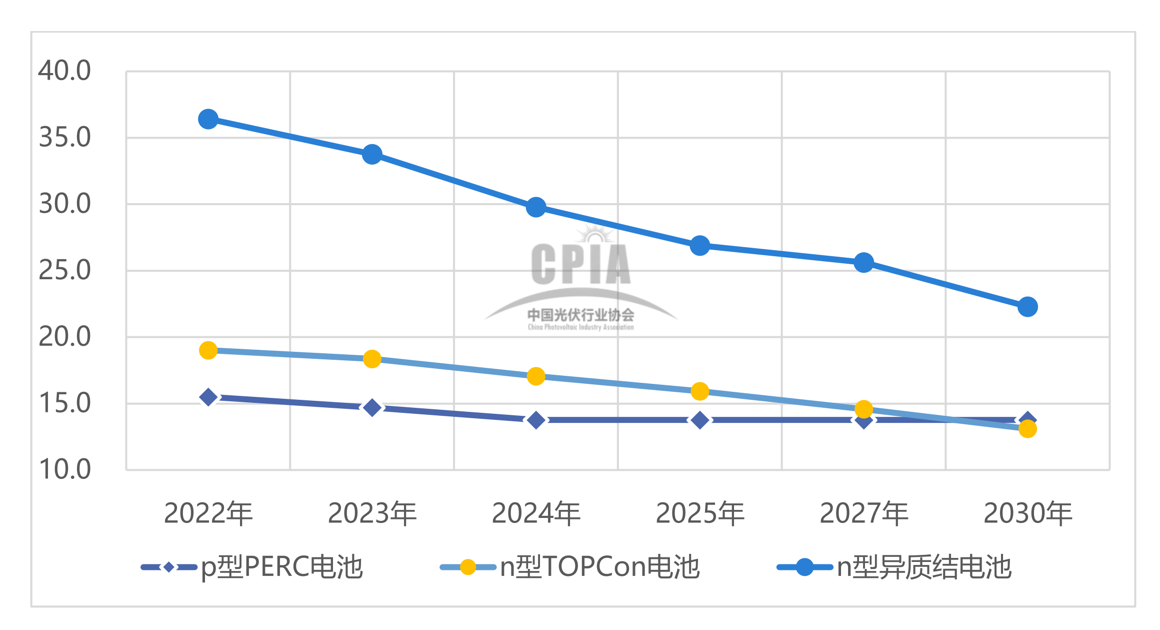


图 52　2022-2030 年不同电池类型产线投资成本变化趋势（单位：万元/MW）

（四）组件环节[7]

1、不同类型组件功率

2022 年，常规多晶黑硅组件功率约为 345W，PERC 多晶黑硅组件功率约为 425W。采用 166、182mm 尺寸 72 片 PERC 单晶电池的组件功率已分别达到 455W、550W；采用 210mm 尺寸 66 片的 PERC 单晶电池的组件功率达到 660W。采用 182mm 尺寸 72 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 570W。采用 210mm 尺寸 66 片异质结电池组件功率达到 690W。采用 166mm 尺寸 72 片 XBC 单晶组件功率达到 470W；采用 182mm 尺寸 72 片 MWT 单晶组件功率达到 550W。

表 3　2022-2030 年不同类型组件功率变化趋势

晶硅电池组件平均功率（W）		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
多晶	BSF 多晶黑硅组件（157mm）	345	350	-	-	-	-
	PERC p 型多晶黑硅组件（166mm）	425	425	-	-	-	-
	PERC p 型铸锭单晶组件（166mm）	450	450	455	-	-	-
p 型单晶	PERC p 型单晶组件（166mm）	455	460	465	465	470	475
	PERC p 型单晶组件（182mm）	550	555	555	560	560	565
	PERC p 型单晶组件（210mm）	660	665	665	670	675	675
n 型单晶	TOPCon 单晶组件	570	575	580	585	595	600
	异质结组件（210mm）	690	700	710	720	725	730
	XBC 组件（166mm）	470	480	490	495	500	505
MWT 封装	MWT 单晶组件	550	555	560	565	570	570

注：1、本指标均以采用 11BB 的 PERC 电池片、采用 16BB 的 TOPCon 电池片的单玻单面组件为基准，双面组件为正面功率；
2、p 型 PERC 单晶组件（210mm）和异质结组件（210mm）以 66 片为基准，其他组件均以 72 片为基准；
3、非特殊注明，均以 182mm 尺寸电池为基准；
4、以上组件均采用半片封装形式。

2、单/双面发电组件市场占比

2022 年，随着下游应用端对于双面发电组件发电增益的认可，双面组件市场占比达到 40.4%。预计到 2024 年，双面组件将超过单面组件成为市场主流。

[7] 若无特殊说明，本环节指标均以使用 182mm 尺寸电池片封装为基准。

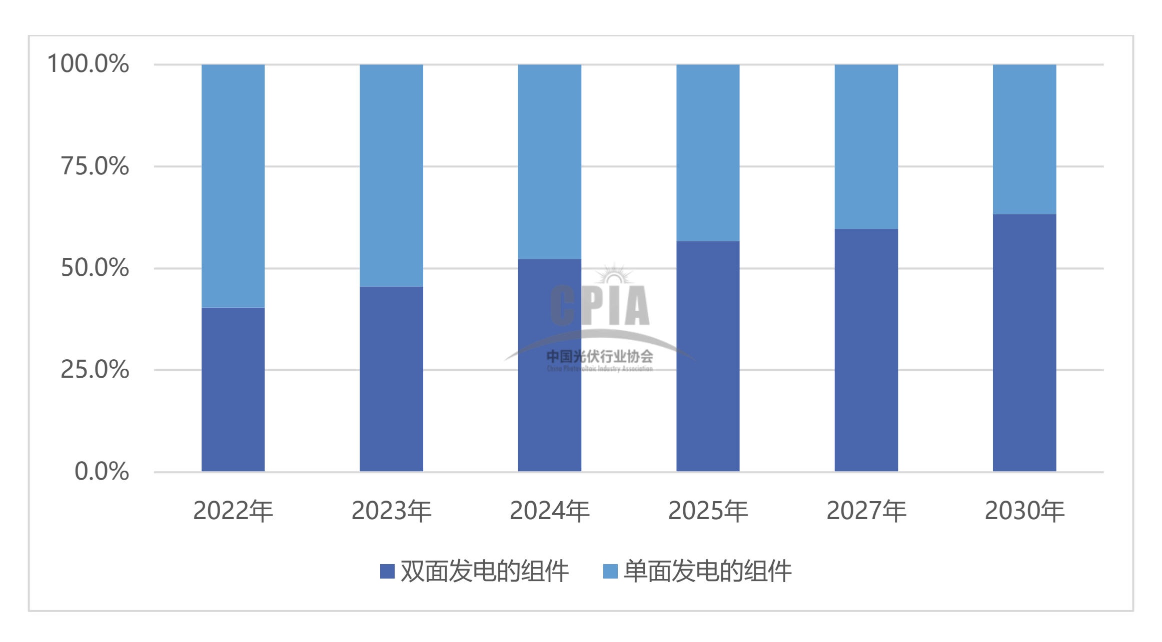


图 53　2022-2030 年单/双面组件市场占比变化趋势

3、全片、半片和叠瓦及多分片组件市场占比

2022 年，半片组件市场占比为 92.4%。由于半片或更小片电池片的组件封装方式可提升组件功率，预计未来其所占市场份额会持续增大，到 2030 年预计将增长至 94.2%。

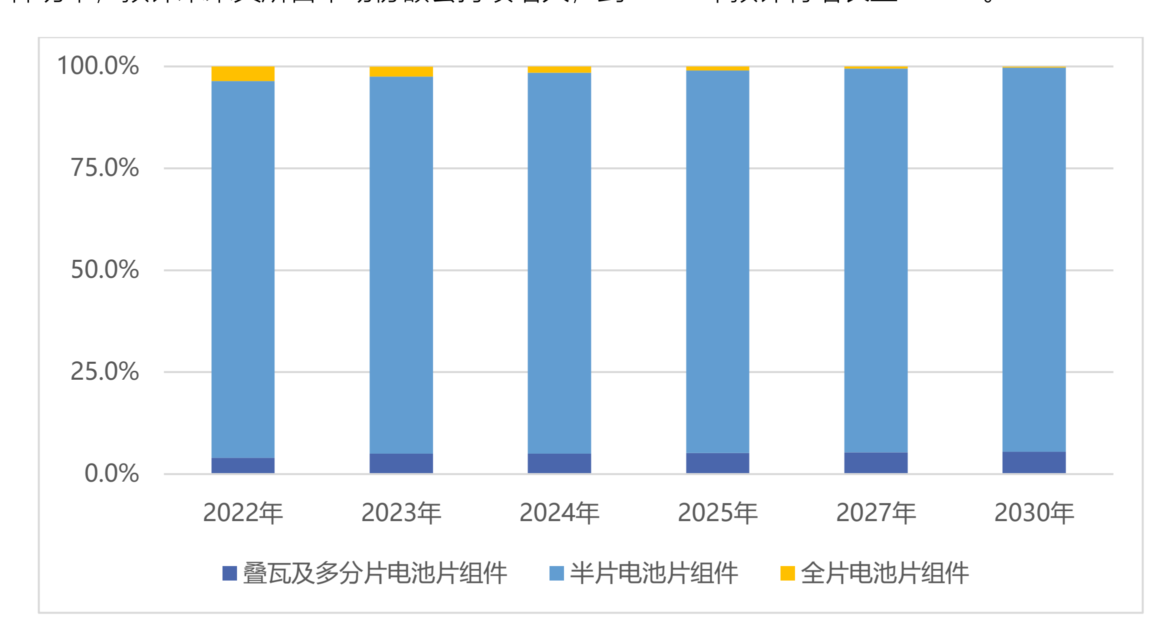


图 54　2022-2030 年全片、半片和叠瓦及多分片组件市场占比变化趋势

4、不同电池片互联技术的组件市场占比

目前，市场上电池片互联技术分为红外焊接、导电胶、背接触和其他互联技术，导电胶和背接触是市场上电池片互联技术的新型连接方式（不含铅），其他互联技术主要包含无应力互联、电磁和激光等。2022 年红外焊接技术为市场主流焊接技术，市场份额约 94.6%；导电胶互联主

要应用在叠瓦组件中，市场占比约 4%；背接触互联主要应用在 XBC 和 MWT 组件中，市场占比约 0.4%；无应力互联技术主要应用在异质结电池中，2022 年市场占比约 1%。由于成本等原因，导电胶及其他新型互联技术应用范围较小，而随着电池技术的不断发展，未来两年内无应力互联技术将保持较快增长，到 2030 年或将成为市场主流。

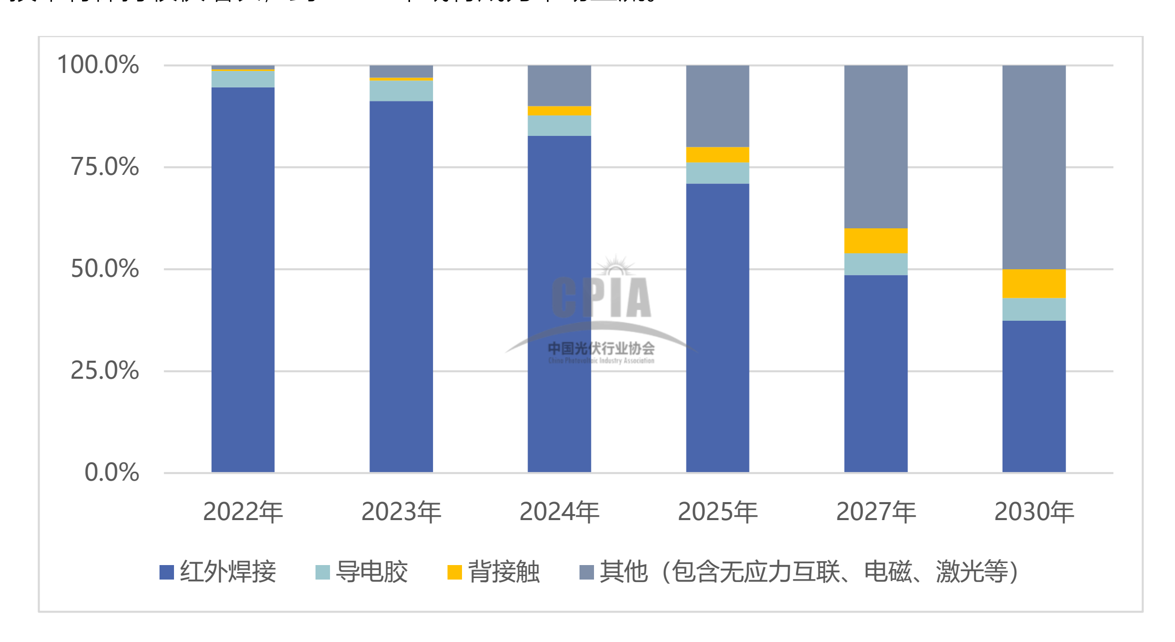


图 55　2022-2030 年不同电池片互联技术的组件市场占比变化趋势

5、不同焊带材料组件市场占比

焊带材料主要分为含铅焊带和不含铅焊带两种。含铅焊带具有成本低、焊接可靠性高、导电性好等优势，仍为当前主要使用的互联方式。2022 年其市场占比达到 99.3%。欧洲等部分国家及地区出于对环保的考虑，要求组件使用不含铅焊带，2022 年市场占比仅为 0.7%左右。

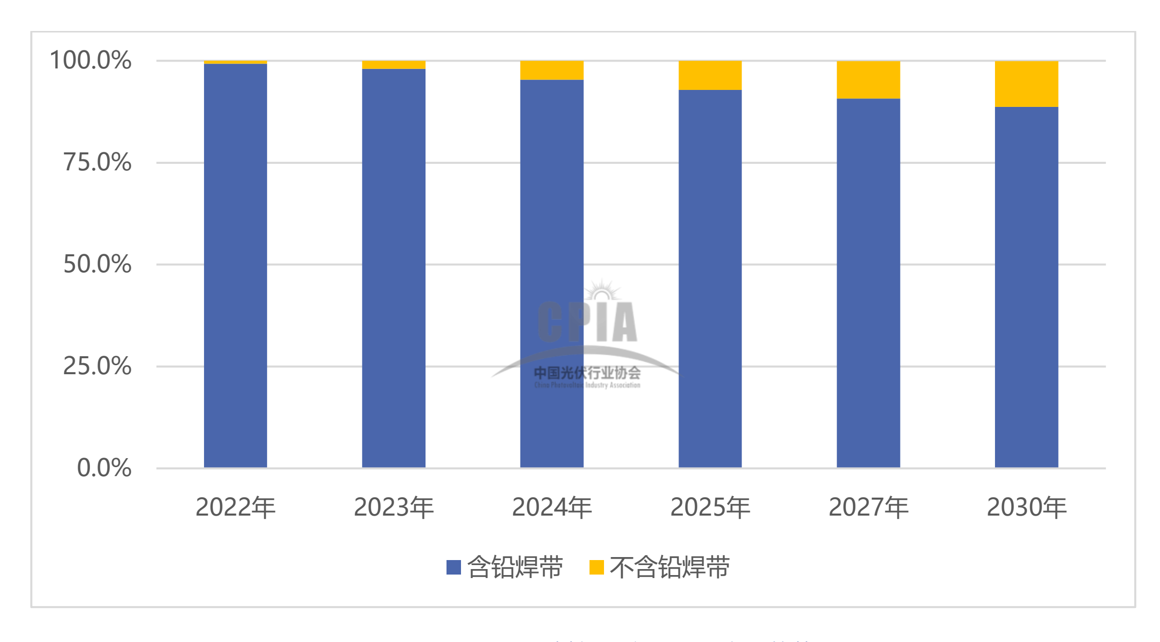


图 56　不同焊带材料组件市场占比变化趋势

6、3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率[8]

晶体硅太阳电池光谱响应范围为 300-1200nm，减反射镀膜玻璃可以有效降低此波段内太阳光反射损失，提升玻璃透光率。目前，组件厂商考虑到透光率以及成本之间的平衡，对透光率的要求在 93.5%到 94%之间。2022 年，钢化镀膜玻璃大部分为单层镀膜，透光率与去年变化不大，平均约 93.9%。未来新投玻璃产能基本均采用双层镀膜，透光率可做到 94.4%以上。随着技术进步，透光率仍有一定的增长空间。

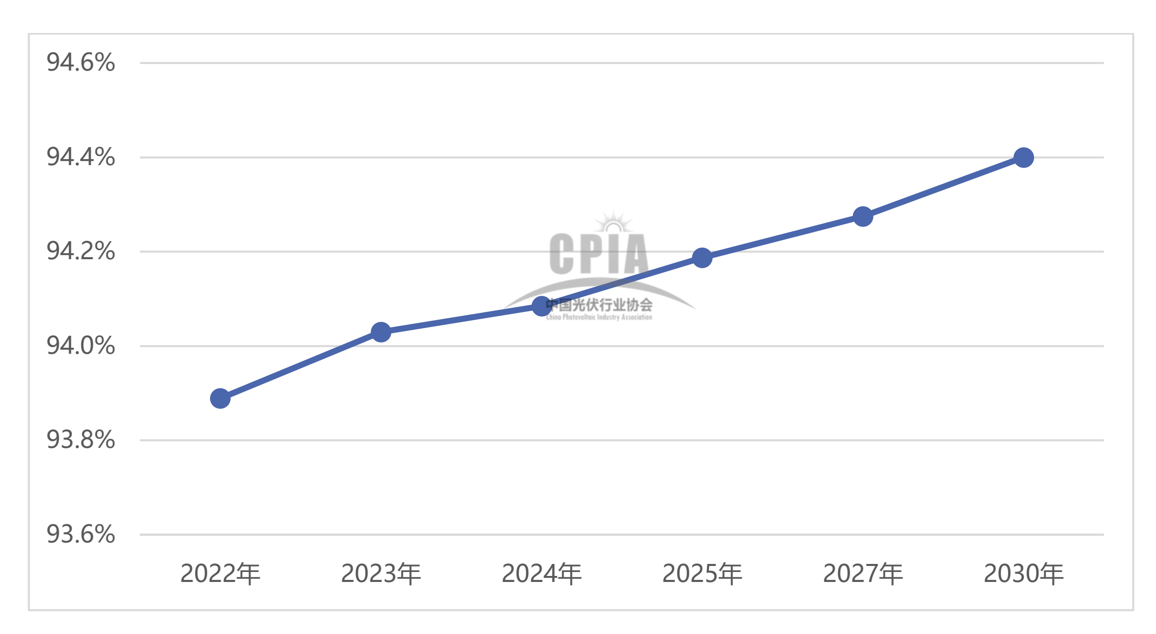


图 57　2022-2030 年 3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率变化趋势

7、不同材质正面盖板组件市场占比

目前，市场上正面盖板材料主要有镀膜玻璃、非镀膜玻璃、及其他材料（树脂、有机胶、拥有深度结构的前盖板玻璃等）。其中，拥有深度结构的前盖板玻璃组件主要应用于机场防眩光等特定场所。镀膜盖板玻璃具有透光率高、表面耐脏污、抗老化性能好等优点，大部分电站以镀膜盖板玻璃为主，2022 年市场占比为 98.8%。未来几年光伏应用场景多样化或将带动一部分其他盖板材料市场增长。

---

[8] 此透光率是指 380-1100nm 波段的加权平均值。

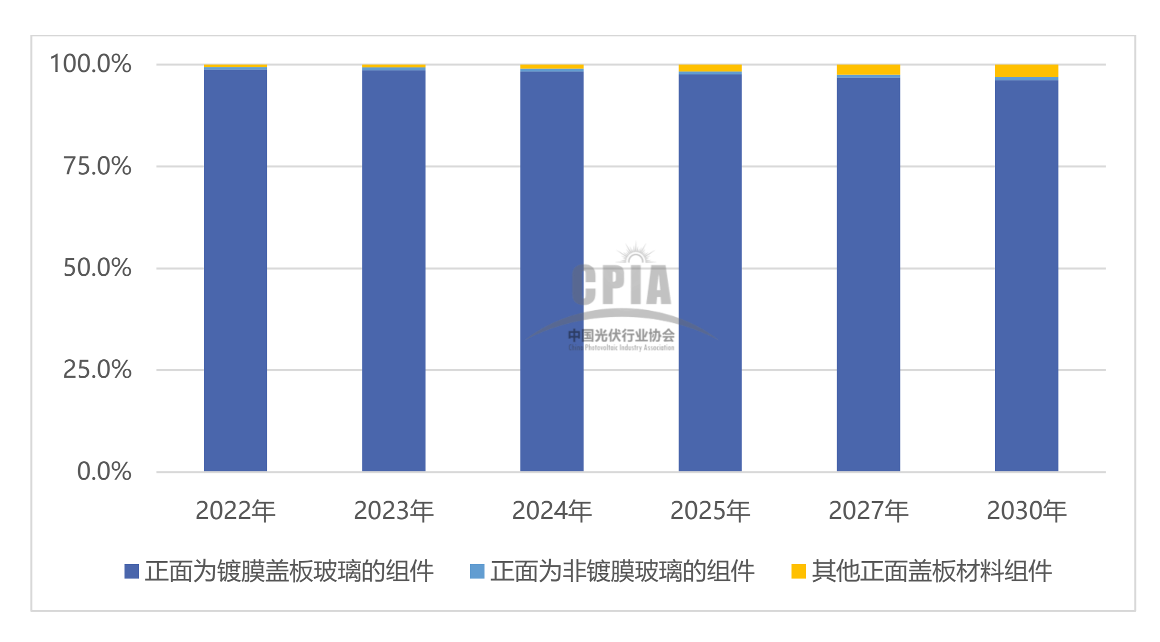


图 58　2022-2030 年不同材质正面盖板组件市场占比变化趋势

8、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比

目前，前盖板玻璃厚度主要有 1.6mm、2.0mm、3.2mm 和其他规格，其中厚度为 2.0mm 的玻璃主要用于双玻组件。2022 年，由于市场对双面组件需求的增加，厚度 2.0mm 的前盖板玻璃市场占有率达到 39.7%，厚度 3.2mm 的前盖板玻璃市场占有率下降至 59.3%。同时双玻组件在试用 1.6mm 厚度玻璃，2022 年其市场占有率约 0.5%。随着组件轻量化、双玻组件以及新技术的不断发展，在保证组件可靠性的前提下，盖板玻璃会向薄片化发展，厚度为 2.0mm 及 1.6mm 的前盖板玻璃市场份额将逐步提升。

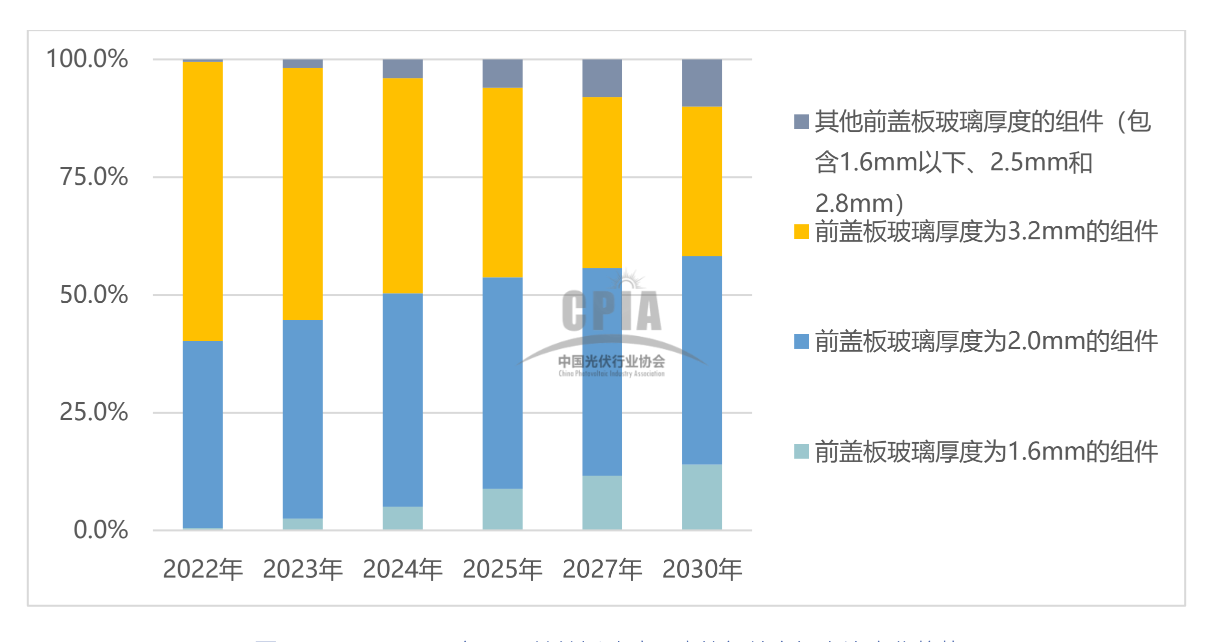


图 59　2022-2030 年不同前盖板玻璃厚度的组件市场占比变化趋势

9、不同封装材料的市场占比

目前，市场上封装材料主要有透明 EVA 胶膜、白色 EVA 胶膜、聚烯烃（POE）胶膜、共挤型聚烯烃复合膜 EPE（EVA-POE-EVA）胶膜与其他封装胶膜（包括 PDMS/Silicon 胶膜、PVB 胶膜、TPU 胶膜）等。其中，POE 胶膜具有高抗 PID 的性能和高阻水性能，双玻组件通常采用的是 POE 胶膜；共挤型 EPE 胶膜不仅有 POE 胶膜的高阻水性能，同时具有 EVA 的高粘附特性，可作为 POE 胶膜的替代产品，用于双玻组件。白色 EVA 胶膜具有提高反射率的作用，可提高组件的正面输出功率。2022 年，单玻组件封装材料仍以透明 EVA 胶膜为主，约占 41.9%的市场份额，POE 胶膜和共挤型 EPE 胶膜合计市场占比提升至 34.9%，随着未来 TOPCon 组件及双玻组件市场占比的提升，其市场占比将进一步增大。

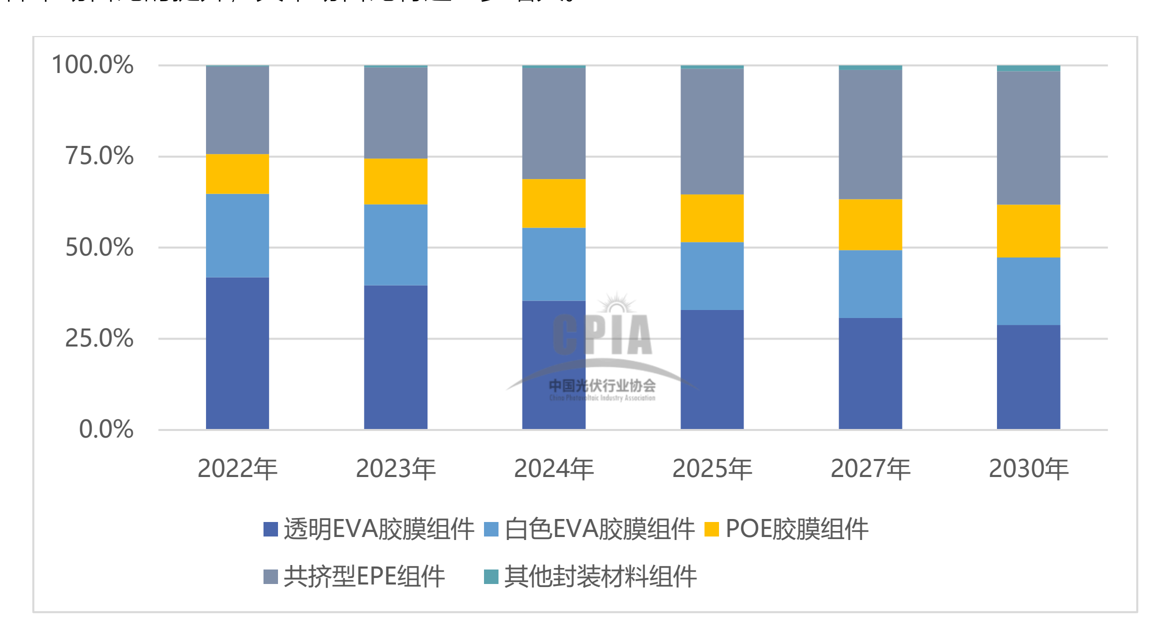


图 60　2022-2030 年不同封装材料的市场占比变化趋势

10、树脂粒子国产化率

树脂粒子主要包含 EVA 树脂粒子和 POE 树脂粒子。2022 年，我国已有多家企业可实现 EVA 粒子的国产化，国产化率已基本达到 60%左右。在未来光伏行业及其他行业的需求驱动下，2027 年我国 EVA 粒子国产化率或将进一步提升至 85%以上。随着近两年 n 型技术的发展加快，POE 粒子的需求加速提升，但 2022 年我国仅有几家国产厂商在进行 POE 粒子的试产，仍没有规模化出货，预计 2023 年也仅有一两家企业投产 POE 粒子产能，国产化率预计仅为 0.2%，随着未来 n 型产品市场扩大，POE 粒子生产技术逐渐成熟以及产能的全面铺开，预计 2030 年 POE 粒子国产化率将提升至 60%以上。

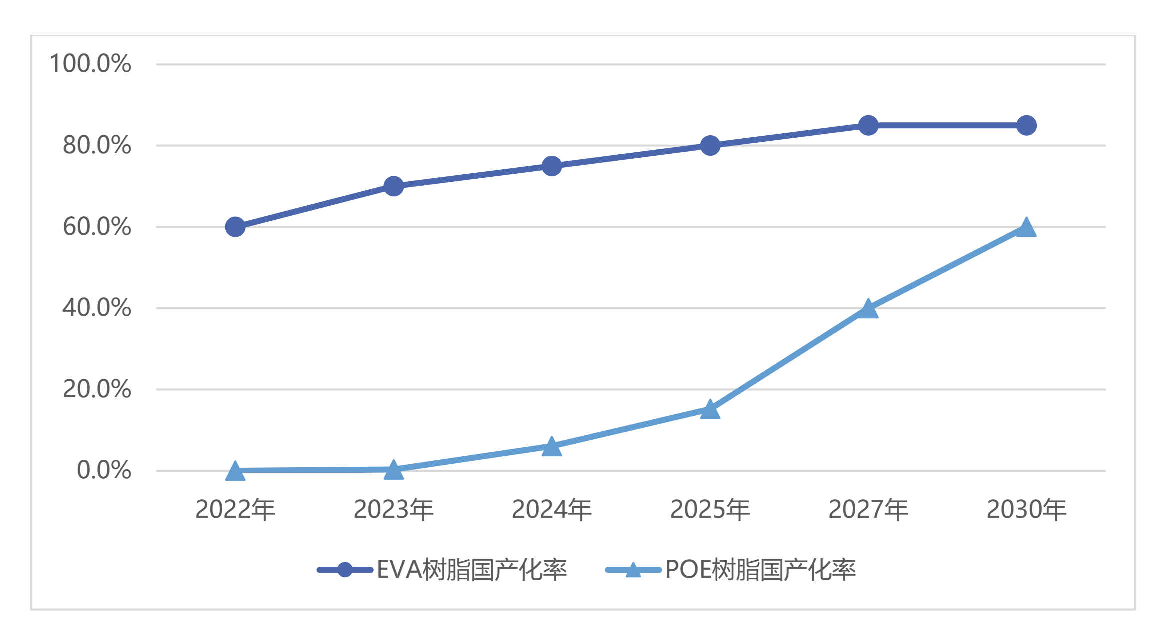


图 61 2022-2030 年树脂粒子国产化率变化趋势

11、不同背板材料市场占比

目前，市场上使用的背板主要包括双面涂覆型、涂覆复合型、玻璃及共挤型背板。2022 年，双面涂覆型背板及玻璃背板占行业主流，占比均超过 35%，其次是涂覆复合型背板，市场占比约 26.7%。但未来几年，随着双面发电组件市场占有率不断提升，玻璃背板和透明有机背板占比将随之增长。

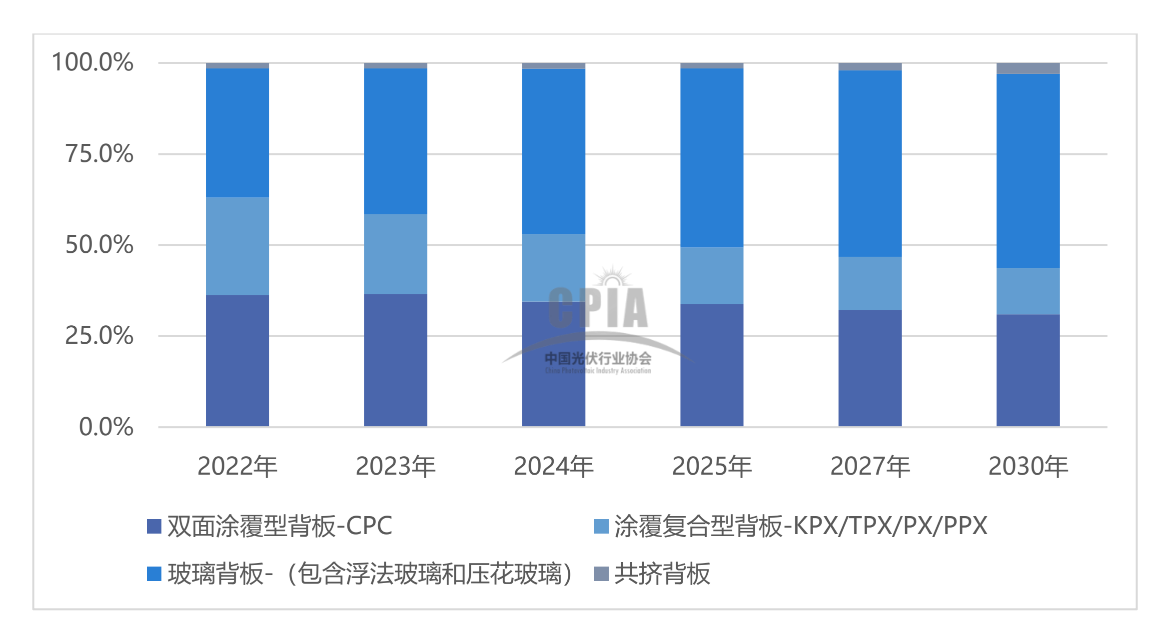


图 62 2022-2030 年不同背板材料市场占比变化趋势

12、组件电耗

组件电耗包括生产系统耗电，辅助生产系统耗电量或分摊量，不包含办公区域及生活用电。2022 年组件生产电耗为 1.35 万 kWh/MW，未来几年组件电耗随着电池效率的提升以及组件的大功率化等呈下降趋势。

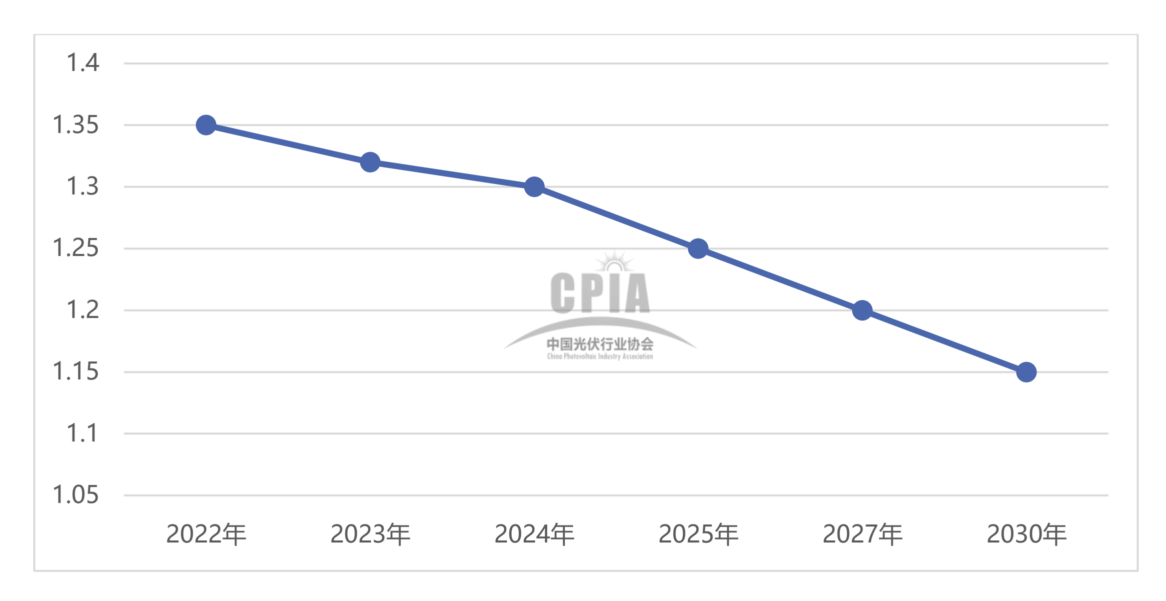


图 63　2022-2030 年组件电耗变化趋势（单位：万 kWh/MW）

13、组件人均产出率

组件人均产出率主要指产线直接员工的人均产出（不含管理人员）。2022 年，单线组件功率提升，我国组件工厂人均产出率也提升至约 4.7MW/（人·年）。未来随着产线自动化、数字化和智能化水平的提高，以及组件功率的提升，人均产出率将不断增长，到 2030 年有望达到 6.5MW/（人·年）。

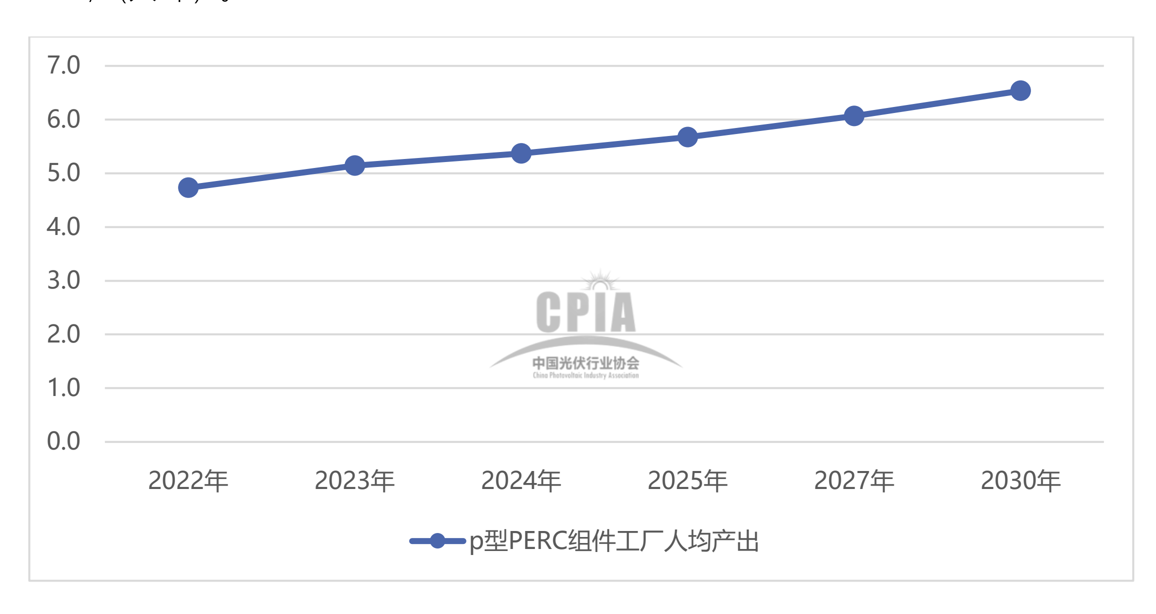


图 64　2022-2030 年组件人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

14、组件单位产能设备投资额

目前，国内组件生产线设备主要包括焊接机、划片机、层压机、EL 测试仪、IV 测试仪、装框机、打胶机、上下载机械手等，已经全部实现国产化。2022 年新投产线设备投资额约 6 万元/MW，同比略有下降。未来随着组件设备的性能、单台产能以及组件功率不断提升，组件生产线投资成本仍会下降。

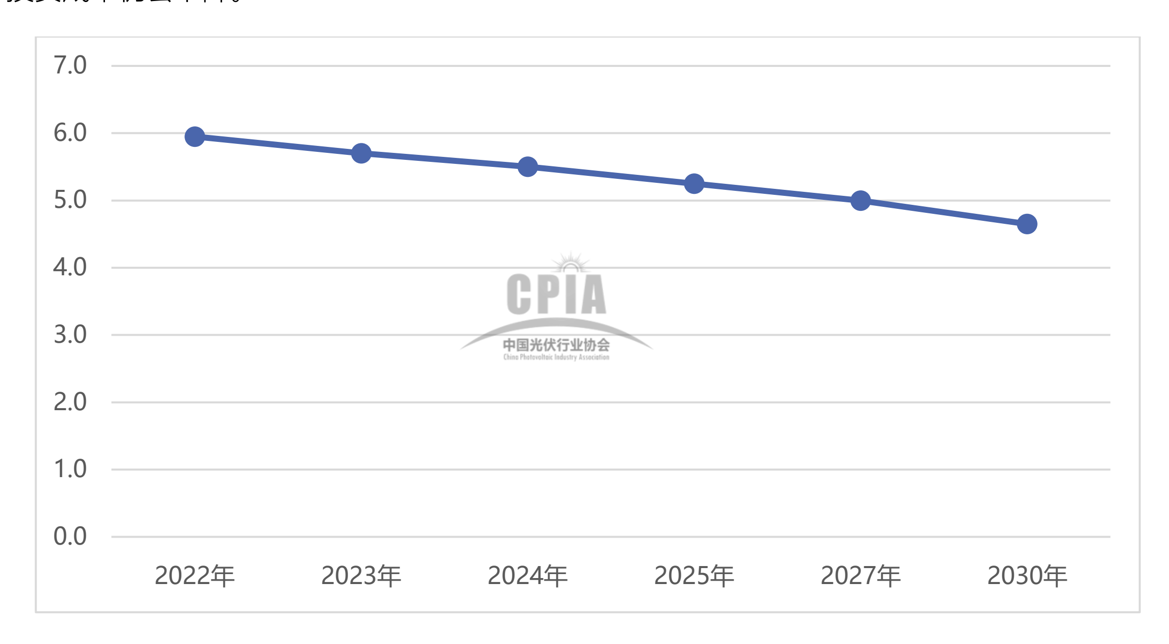


图 65　2022-2030 年组件生产线投资成本变化趋势（单位：万元/MW）

（五）薄膜太阳能电池/组件

薄膜太阳能电池具有衰减低、重量轻、材料消耗少、制备能耗低、适合与建筑结合（BIPV）等特点，目前能够商品化的薄膜太阳能电池主要包括铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）、砷化镓（GaAs）等。当前，全球碲化镉薄膜电池实验室效率纪录达到 22.1%，组件量产最高效率达 19.3%左右，产线平均效率为 15-19%；铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池实验室效率纪录达到 23.35%，组件量产尺寸最高效率达 17.6%（≥0.72m^2，全面积组件效率）左右，组件产线平均效率为 15-17%；Ⅲ-Ⅴ族薄膜太阳能电池，具有超高的转换效率，稳定性好，抗辐射能力强，在特殊的应用市场具备发展潜力，但由于目前成本高，市场有待开拓，生产规模不大；钙钛矿太阳能电池，实验室转换效率较高，但稳定性差，目前仍处于实验室及中试阶段。

1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率

2022 年我国小面积 CdTe 电池（<1cm^2）实验室最高转换效率约 20.6%。CdTe 组件（面积≥0.72m^2）量产最高转换效率为 17.2%，量产平均转换效率为 15.5%，2023 年有望达到 16.7%。

表 4　2022-2030 年国内 CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率（%）	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
碲化镉 CdTe 小电池片实验室最高转换效率	20.6%	21.3%	22.0%	22.8%	24.0%	26.0%
碲化镉 CdTe 组件量产最高转换效率	17.2%	17.7%	18.5%	19.5%	21.0%	23.0%
碲化镉 CdTe 组件量产平均转换效率	15.5%	16.7%	17.5%	18.5%	20.0%	22.0%

2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率

铜铟镓锡(CIGS)薄膜太阳能电池，一般采用玻璃材质衬底，也可以采用柔性衬底（如不锈钢箔等）。2022 年我国玻璃基 CIGS 小电池片（≥1cm^2 孔径面积）实验室最高转换效率为 22.9%。量产的玻璃基 CIGS 组件（面积为 1200×600mm^2）最高转换效率约 17.6%，平均转换效率（面积为 1200 x 600mm^2）约 16.5%。柔性 CIGS 小电池片（≥1cm^2 孔径面积）实验室最高转换效率为 21.7%，柔性 CIGS 组件（≥0.5 m^2 开口面积）最高转换效率为 18.6%，量产平均转换效率 15%。未来，在大面积均匀镀膜、快速工艺流程、更高效镀膜设备的开发和国产化、组件效率的提升、生产良率的提高、规模经济效益的发挥等因素带动下，CIGS 薄膜电池生产成本有望进一步下降。

表 5　2022-2030 年国内 CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率（%）	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
玻璃基小电池片实验室最高转换效率	22.9%	23.0%	23.3%	24.0%	25.5%	26.5%
玻璃基组件量产最高转换效率	17.6%	17.6%	17.8%	18.3%	19.5%	22.5%
玻璃基组件量产平均转换效率	16.5%	16.5%	16.8%	17.3%	18.5%	21.5%
柔性小电池片实验室最高转换效率	21.7%	22.2%	22.7%	23.2%	24.2%	25.7%
柔性组件最高转换效率	18.6%	18.6%	19.1%	19.6%	21.6%	23.5%

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率（%）	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
柔性组件量产平均转换效率	15.0%	16.0%	17.0%	18.0%	20.0%	22.5%

3、Ⅲ-Ⅴ族薄膜太阳能电池转换效率

Ⅲ-Ⅴ族薄膜电池由于能隙与太阳光谱匹配较适合，具有较高的理论效率，主要应用于空间高效太阳电池，目前主流技术是金属有机化合物气相外延（MOCVD），及衬底剥离转移技术。较为成熟的电池结构有晶格匹配的单结 GaAs 电池、晶格匹配的 GaInP/GaAs 双结电池，以及晶格失配的 GaInP/GaAs/GaInAs 三结电池。由于该领域的设备及技术独特性，进行研发的研究机构及企业较少。2022 年，双结电池实验室最高转换效率达到 32.8%，三结电池的研发平均转换效率达到 36%。

表 6　2022-2030 年国内Ⅲ-Ⅴ族薄膜太阳能电池转换效率变化趋势

Ⅲ-Ⅴ族薄膜太阳能电池转换效率（%）	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
砷化镓 GaAs 小电池片单结实验室最高转换效率	27.1%	29.1%	29.5%	30.0%	30.5%	31.0%
砷化镓 GaAs 小电池片单结量产转换效率	25.5%	26.0%	26.5%	27.0%	27.5%	28.0%
砷化镓 GaAs 小电池片双结实验室最高转换效率	32.8%	33.0%	33.2%	33.5%	33.8%	34.0%
砷化镓 GaAs 小电池片三结研发平均转换效率	36.0%	37.0%	37.8%	39.0%	39.8%	40.5%

4、钙钛矿太阳能电池转换效率

钙钛矿太阳能电池因其具有高光电转换效率、材料和制备成本低等优势,具有广泛的应用前景。目前，行业内钙钛矿电池生产大多处于小规模试验阶段，三条 100mw 及以上中试线已经建成，并先后投入运营，首批量产组件已经开始分布式应用实践。近几年来，学术与工业界的研究人员通过不断优化钙钛矿太阳能电池的配方和工艺，一定程度上提升了钙钛矿电池的稳定性。目前，小电池片实验室最高转换效率为 25.6%，玻璃基小组件最高转换效率为 22.4%（26.02cm^2）。处于小规模试验线量产阶段的玻璃基组件中试最高转换效率达到 18.2%，实验室柔性组件最高转换效率为 20.2%（12.1 cm^2）。

表 7　2022-2030 年国内钙钛矿太阳能电池转换效率变化趋势

钙钛矿太阳能电池转换效率(%)	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
小电池片实验室最高转换效率（≤1cm^2）	25.6%	26.1%	26.6%	27.0%	27.8%	29.0%
玻璃基小组件最高转换效率（＜200cm^2）	22.4% (26.02cm^2)	22.9%	23.4%	23.9%	24.9%	26.4%
玻璃基中试组件最高转换效率（200≤S＜6500cm^2）	18.2%	20.0%	21.0%	22.0%	23.0%	25.0%
玻璃基量产组件最高转换效率（＞6500cm^2）	14.6%	16.5%	17.5%	18.5%	20.0%	22.5%

（六）逆变器[9]

1、不同类型逆变器市场占比

2022 年，光伏逆变器市场仍然以组串式逆变器和集中式逆变器为主，集散式逆变器占比较小，但仍是值得关注的技术路线之一。其中，组串式逆变器市场占比为 78.3%，集中式逆变器市场占比为 20%，集散式逆变器的市场占比约为 1.7%。受应用场景变化、技术进步等多种因素影响，未来不同类型逆变器市场占比变化的不确定性较大。

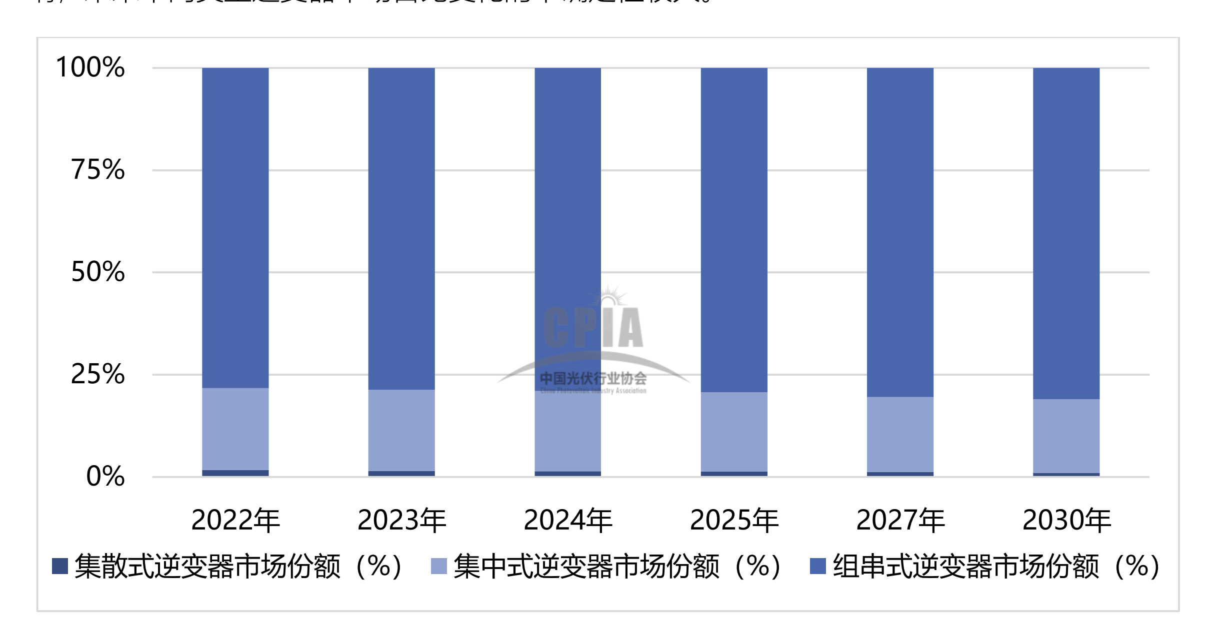


图 66　2022-2030 年不同类型逆变器市场占比变化趋势

2、逆变器单位容量设备投资额

逆变器单位容量设备投资额指从锡膏印刷到组装以及包装环节所用生产设备所需的投资成本。2022 年，逆变器设备投资成本由 2021 的 6.0 万元/MW 下降到 4.7 万元/MW。逆变器功率密度的提升和自动化水平的提高，将使单位容量设备投资额呈下降趋势，预计 2030 年可降低至 4.2 万元/MW。

[9] 逆变器环节的参数均代表国内应用情况。

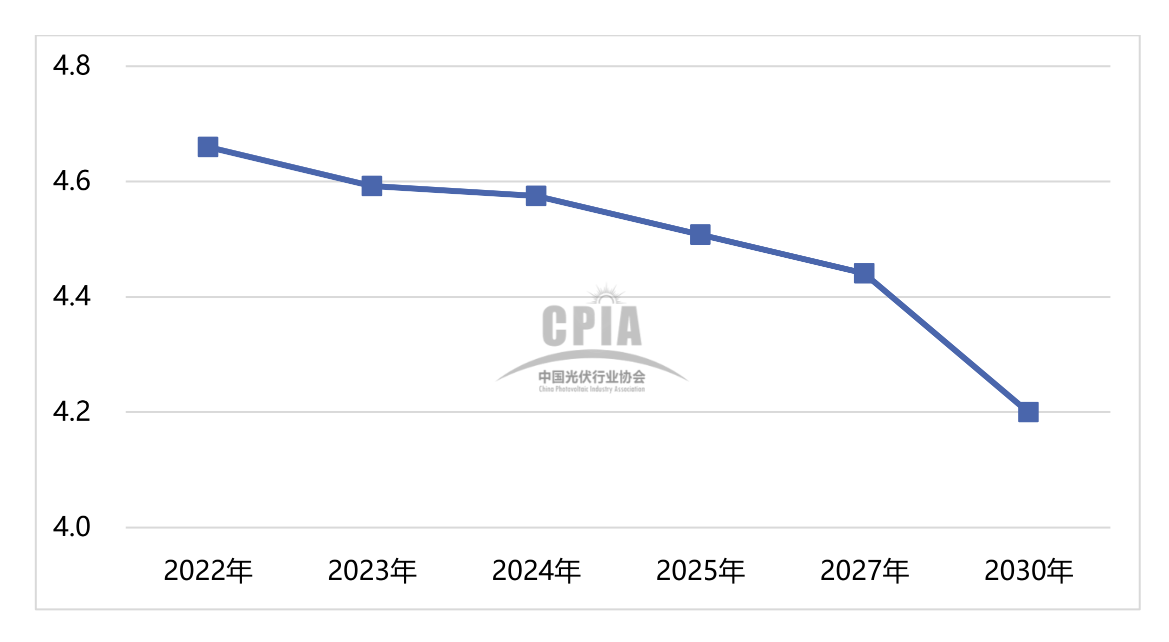


图 67　2022-2030 年逆变器设备投资额变化趋势（单位：万元/MW）

3、逆变器人均产出率

逆变器人均产出率主要指产线直接员工的人均产出（不含管理人员、外协加工和元器件制造人员）。2022 年，我国逆变器人均产出率约为 26.5MW/（人·年），随着产线自动化、数字化、智能化水平及单台逆变器容量的提高，未来逆变器人均产出率有望实现大幅提升，到 2030 年有望达到 37.0MW/（人·年）。

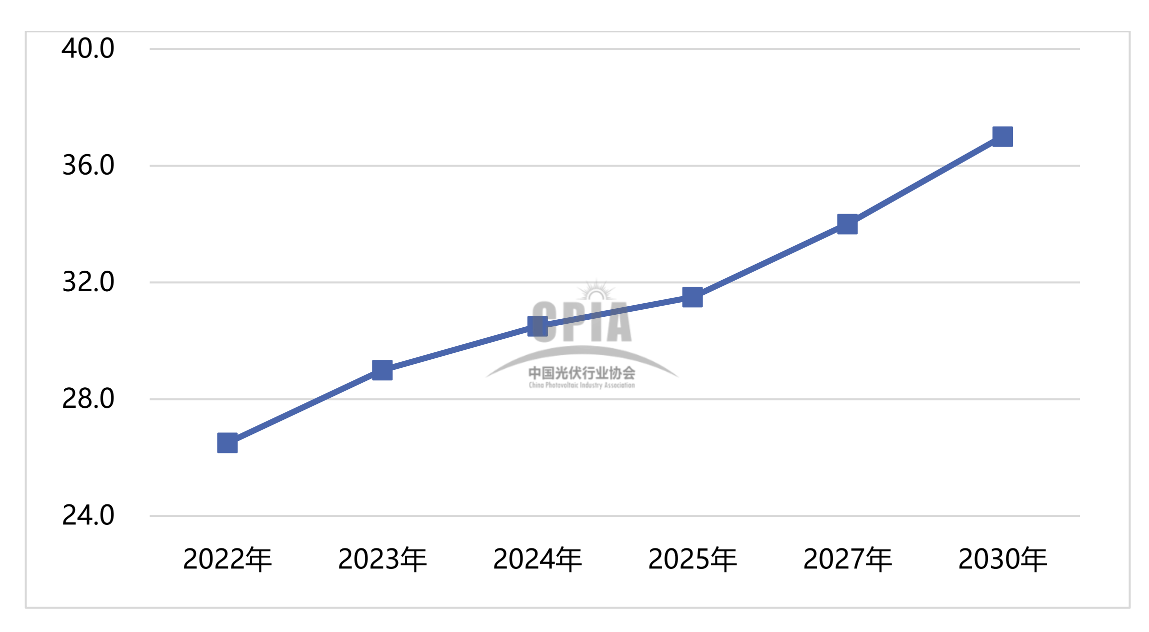


图 68　2022-2030 年我国逆变器人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

4、逆变器单机主流额定功率[10]

逆变器额定功率是指在一定的环境温度下可长时间持续稳定输出的功率。2022 年，集中式逆变器单台主流平均功率为 3200kW/台，集中式电站用组串式逆变器单台主流平均功率为 230kW/台，集散式逆变器单台平均功率为 3150kW/台，户用光伏逆变器单机功率在 220V 电压下为 5-8kW/台，在 380V 电压下约 20-30kW/台，但受不同地区单体建筑面积的影响，逆变器功率也可能有所变化。随着未来分布式光伏应用场景多样化，所涉及屋顶类型较多，使用的逆变器功率等级差别也将较大。未来逆变器单机额定功率的提升除技术创新外，也要考虑 LCOE 成本最优以及与高功率组件的匹配等因素，因此市场中逆变器单机主流额定功率将由市场需求和技术发展决定。

表 8　2022-2030 年我国逆变器单机主流额定功率（单位：kW/台）

单台平均功率	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
集中式逆变器	3200	3500	4400	5000	5000	6250
组串式逆变器—集中式电站用	230	310	330	375	390	400
集散式逆变器	3150	4200	4300	4400	5000	6250

5、逆变器功率密度

逆变器功率密度是指逆变器额定功率与逆变器设备自身的重量比值。随着电力电子器件的升级以及逆变器生产厂家在逆变器结构上的创新，逆变器的功率密度显著提升。2022 年集中式逆变器功率密度为 1.18kW/kg，集中式电站用组串式逆变器功率密度为 2.55kW/kg，集散式逆变器功率密度为 1.17kW/kg。

表 9　2022-2030 年我国逆变器功率密度变化趋势（单位：kW/kg）

功率密度	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2027 年	2030 年
集中式逆变器	1.18	1.28	1.32	1.39	1.56	1.65
组串式逆变器—集中式电站用	2.55	2.85	3.00	3.38	3.47	3.79
集散式逆变器	1.17	1.35	1.50	1.60	1.80	1.90

6、逆变器功率模块自主化率

逆变器功率模块自主化率指的是应用国产化功率模块的逆变器占国内逆变器总量的比例。2022 年集中式逆变器自主化率为 10%，1500V 组串式逆变器自主化率为 11%，1000V 组串式逆

[10] 集中式逆变器、组串式逆变器和集散式逆变器均为主流产品平均功率并非指某一种逆变器功率。2022 年出货量主流产品功率范围为 196-250KW 左右，均值为 230KW。

变器自主化率为 23.3%。随着逆变器厂商技术进步，我国逆变器功率模块自主化率将得到显著提升。

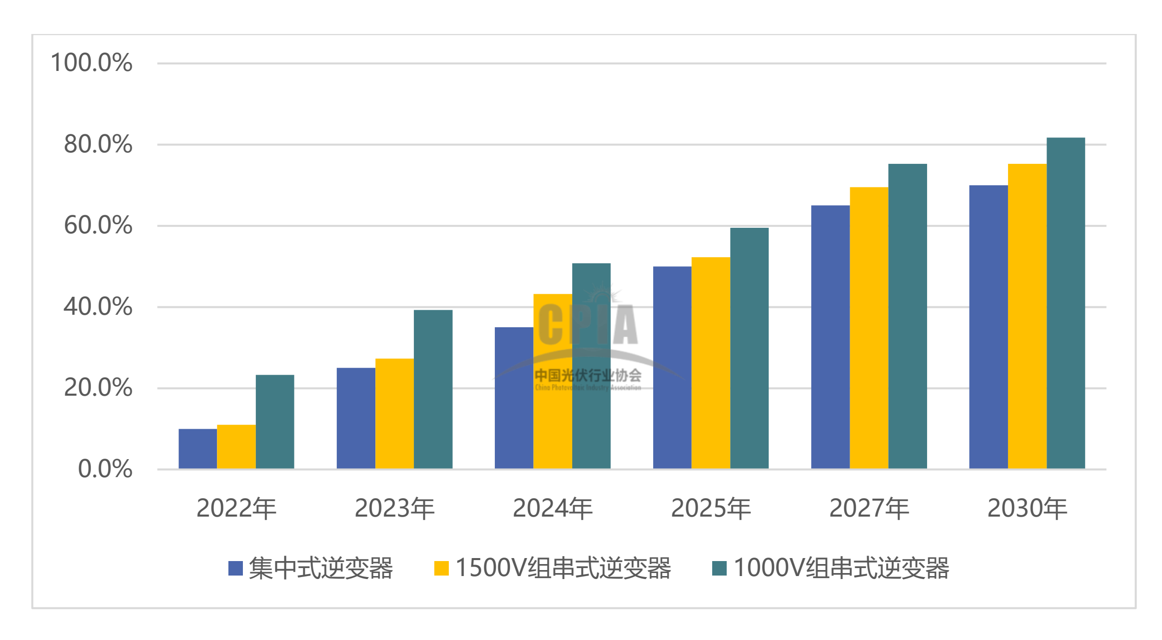


图 69　2022-2030 年我国逆变器功率器件自主化率变化趋势

7、逆变器主控制芯片自主化率

逆变器主控制芯片自主化率指的是使用国内自主品牌主控制芯片的逆变器占出货至国内所有逆变器总量的比例。2022 年我国逆变器主控制芯片自主化率约 18%，随着国内控制芯片厂商的不断发展，2030 年我国逆变器主控制芯片国产化率或将提升至 66.2%，行业对国产芯片技术有所期待。

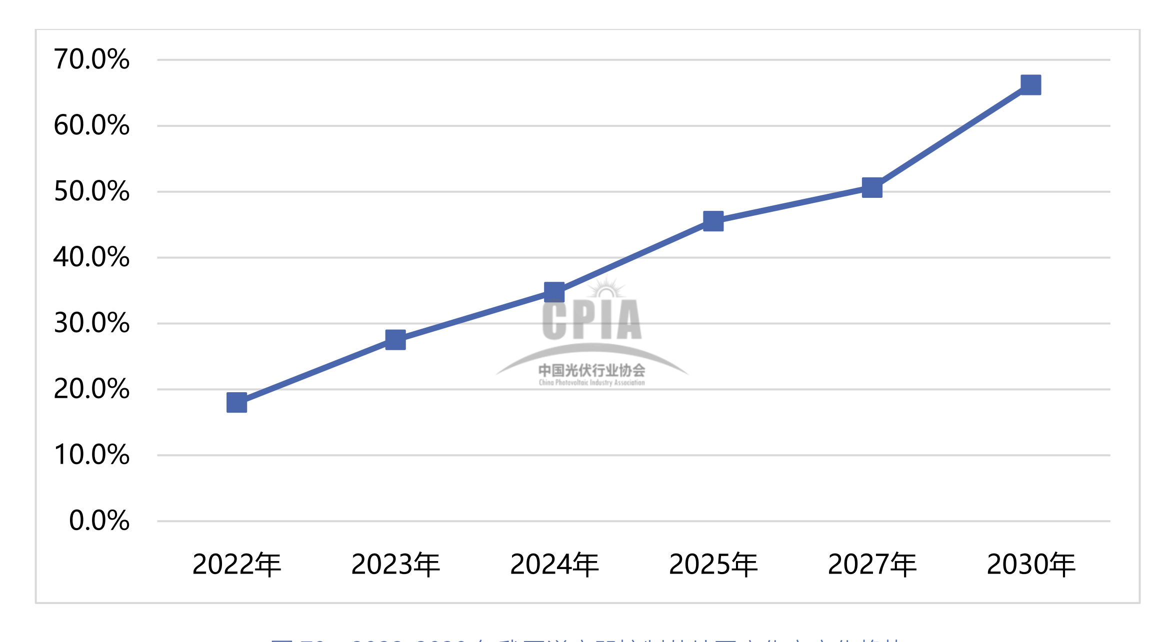


图 70　2022-2030 年我国逆变器控制芯片国产化率变化趋势

（七）系统环节

1、全球光伏新增装机量

全球已有多个国家提出了“零碳”或“碳中和”的气候目标，发展以光伏为代表的可再生能源已成为全球共识，再加上光伏发电在越来越多的国家成为最有竞争力的电源形式，预计全球光伏市场将持续高速增长。2022 年，全球光伏新增装机预计或将达到 230GW，创历史新高。未来，在光伏发电成本持续下降和全球绿色复苏等有利因素的推动下，全球光伏新增装机仍将快速增长。

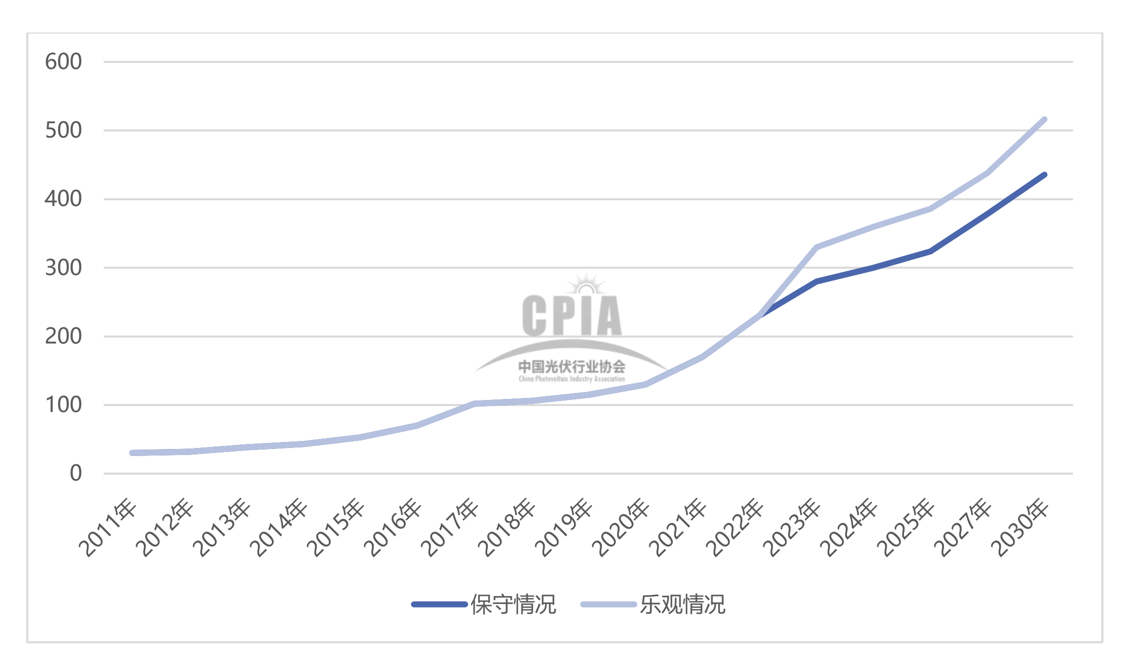


图 71　2011-2022 年全球光伏年度新增装机规模以及 2023-2030 年新增规模预测（单位：GW）

2、国内光伏新增装机量

2022 年，国内光伏新增装机 87.41GW，同比增加 59.3%，其中，分布式光伏装机 51.11GW，占全部新增光伏发电装机的 58.5%。2022 年户用装机达 25.25GW，占 2022 年我国新增光伏装机的 28.9%。

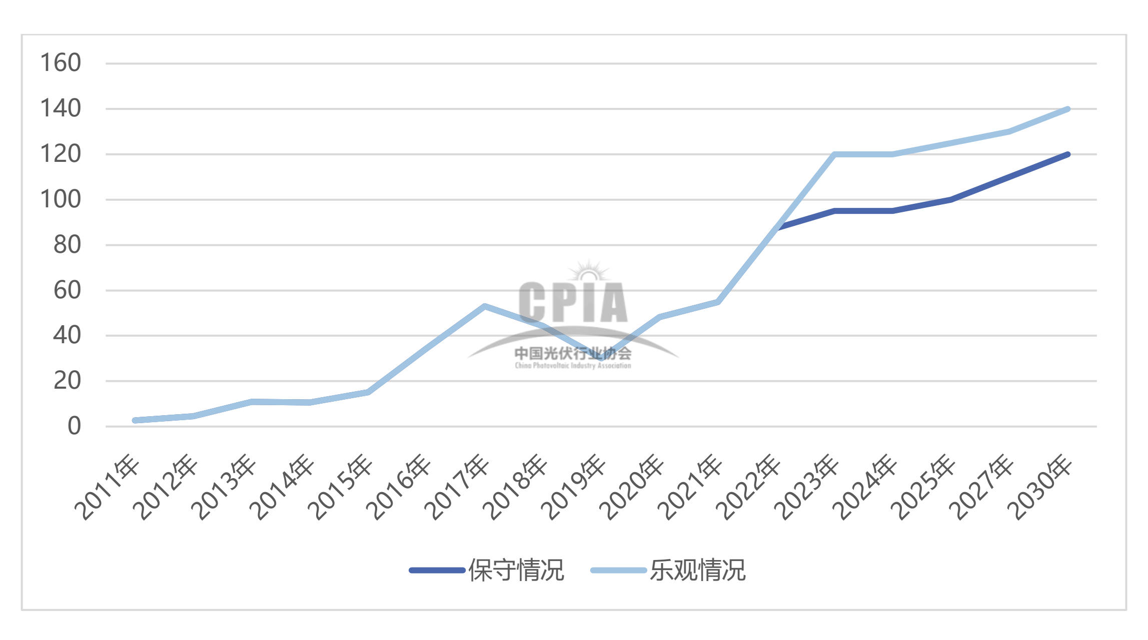


图 72　2011-2022 年国内光伏年度新增装机规模以及 2023-2030 年新增规模预测（单位：GW）

3、光伏应用市场

2022 年，大型地面电站占比为 41.5%，分布式电站占比为 58.5%，分布式占比超过集中式，其中户用光伏可以占到分布式市场的 49.4%。2022 年由于供应链价格持续高企，集中式装机不及预期。随着大型风光基地项目开工建设，预计 2023 年新增装机中，大型地面电站的装机占比将重新超过分布式；分布式市场方面，整县推进及其他工商业分布式和户用光伏建设将继续支撑分布式光伏发电市场，虽然占比下降，但装机总量仍将呈现上升态势。"十四五"时期将形成集中式与分布式并举的发展格局。随着光伏发电全面进入平价时代，叠加"碳中和"目标的推动以及大基地的开发模式，集中式光伏电站有可能迎来新一轮发展热潮。另外，随着光伏在建筑、交通等领域的融合发展，叠加整县推进政策的推动，分布式项目仍将保持一定的市场份额。

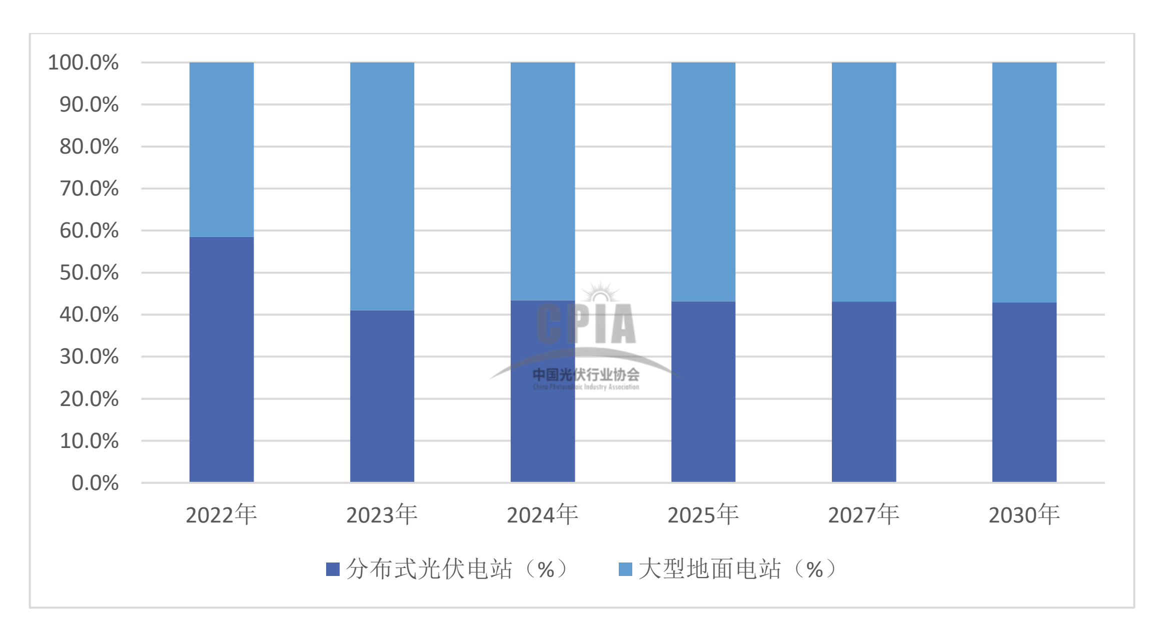


图 73　2022-2030 年不同类型光伏应用市场变化趋势

4、我国光伏系统初始全投资及运维成本

（1）地面光伏系统初始全投资（CAPEX）[11]

我国地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。其中，一次设备包含箱变、主变、开关柜、升压站（50MW,110kV）等设备，二次设备包括监控、通信等设备。土地费用包括全生命周期土地租金以及植被恢复费或相关补偿费用；电网接入成本仅含送出 50MW，110kV，10km 的对侧改造；管理费用包括前期管理、勘察、设计以及招投标等费用。建安费用主要为人工费用、土石方工程费用及常规钢筋水泥费用等，未来下降空间不大。组件、逆变器等关键设备成本随着技术进步和规模化效益，仍有一定下降空间。接网、土地、项目前期开发费用等属于非技术成本，不同区域及项目之间差别较大。

2022 年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为 4.13 元/W 左右，其中组件约占投资成本的 47.09%，占比较 2021 年上升 1.09 个百分点。非技术成本约占 13.56%（不包含融资成本），较 2021 年下降了 0.54 个百分点。预计 2023 年，随着产业链各环节新建产能的逐步释放，组件效率稳步提升，整体系统造价将显著降低，光伏系统初始全投资成本可下降至 3.79 元/W。

[11]本指标以投资建设 50MW，接入 110kV 地面光伏系统为例，容配比按 1:1 考虑。

2022 年部分地区对于保障性并网项目要求配置电化学储能，若按项目装机容量 15%、储能时长 2 小时计算，初始投资约增加 0.5 元/W。

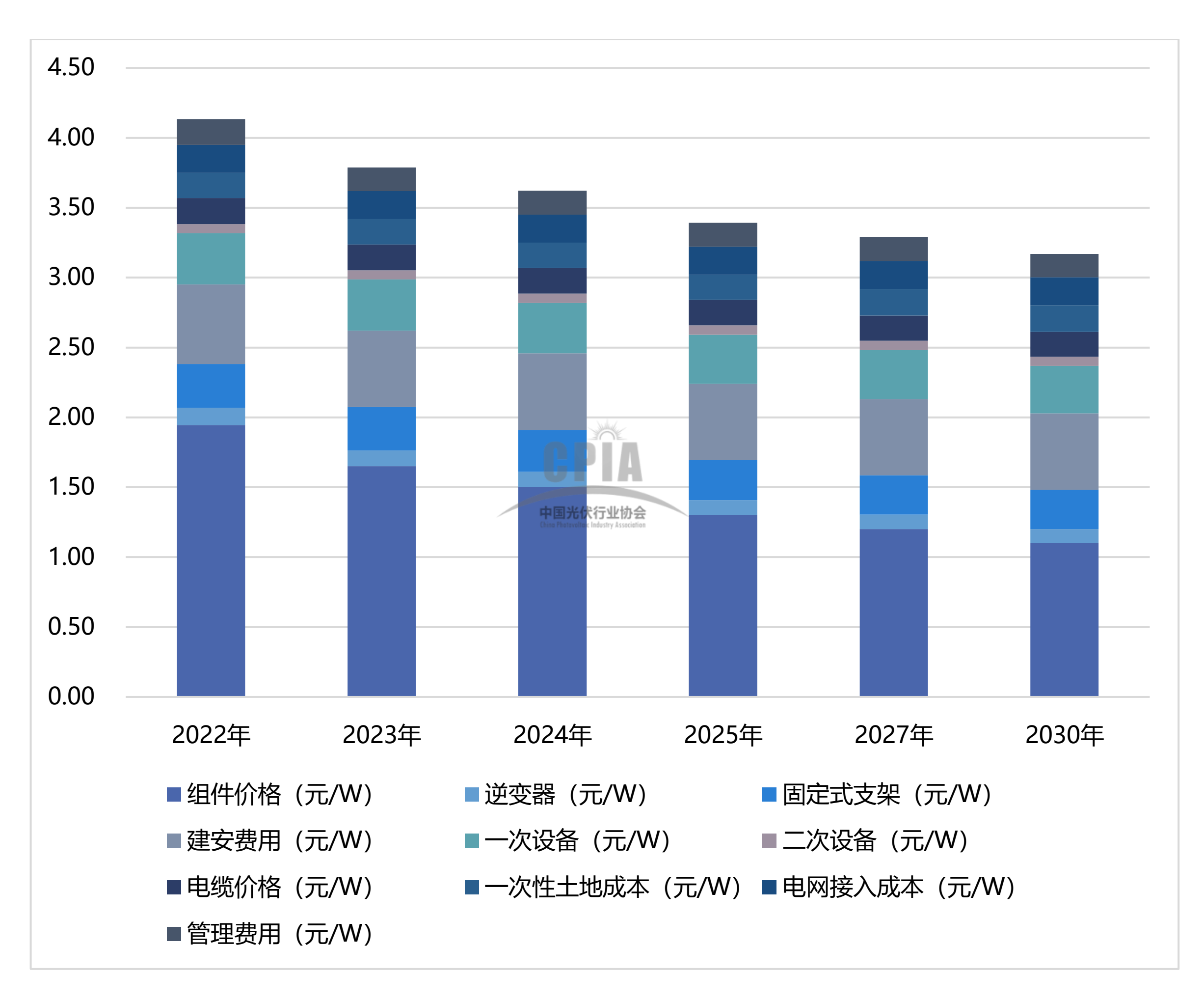


图 74　2022-2030 年我国地面光伏系统初始全投资变化趋势（单位：元/W）

（2）工商业分布式光伏系统初始全投资

我国工商业分布式光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、建安费用、电网接入、屋顶租赁、屋顶加固以及一次设备、二次设备等部分构成。其中一次设备包括箱变、开关箱以及预制舱。2022 年我国工商业分布式光伏系统初始投资成本为 3.74 元/W，2023 年预计下降至 3.42 元/W。

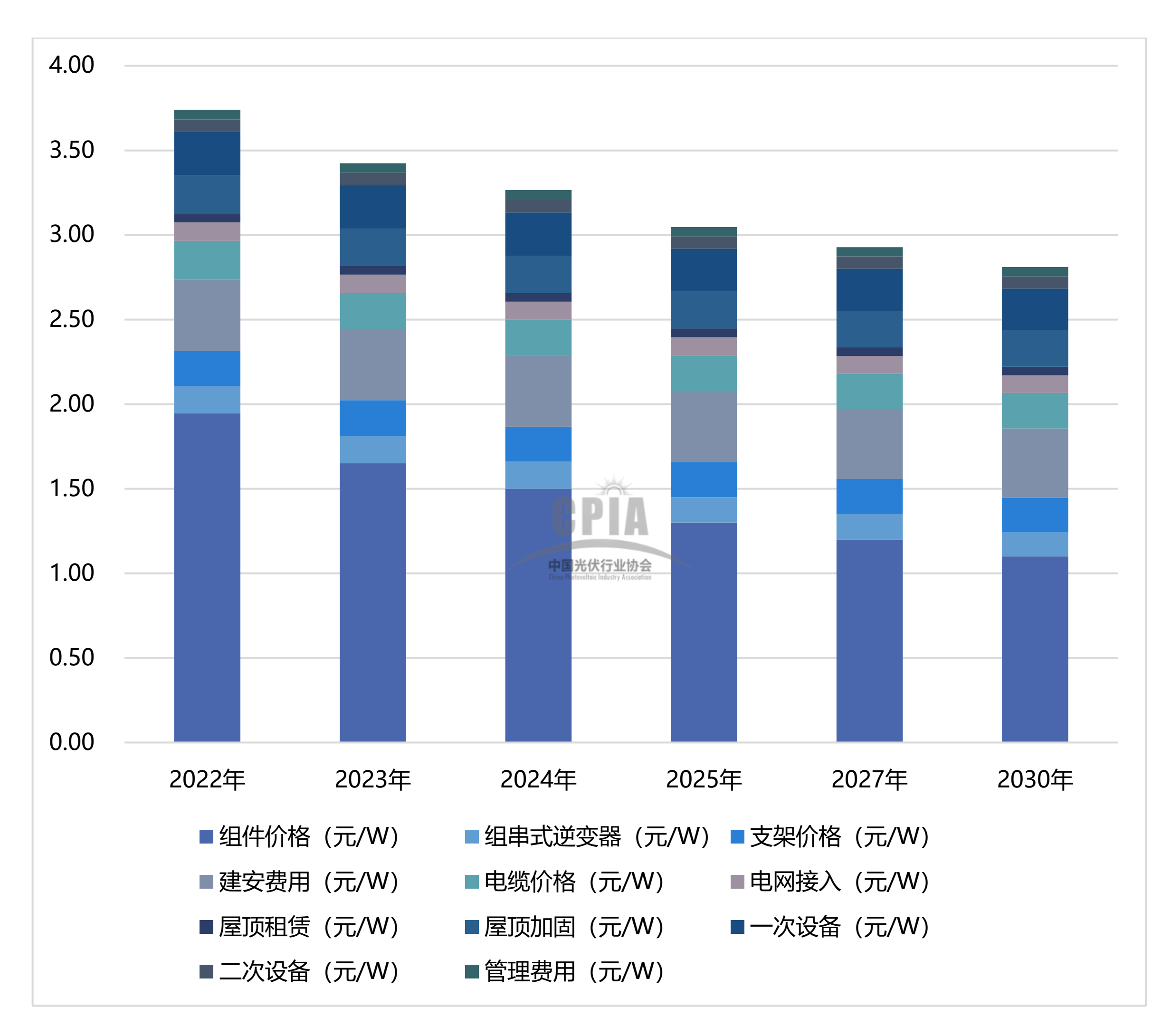


图 75　2022-2030 年我国工商业分布式光伏系统初始全投资变化趋势（单位：元/W）

（3）电站运维成本[12]

电站运维是太阳能光伏发电系统运行维护的简称，是以系统安全为基础，通过预防性维护、周期性维护以及定期的设备性能测试等手段，科学合理的对电站进行管理，以保障整个电站光伏发电系统的安全、稳定、高效运行，从而保证投资者的收益回报，也是电站交易、再融资的基础。2022 年，分布式光伏系统运维成本为 0.048 元/(W·年)，集中式地面电站为 0.041 元/(W·年)，较 2021 年小幅下降。预计未来几年地面光伏电站以及分布式系统的运维成本将略有下降。

[12] 电站运维仅包括基础运维，不含纳入固定资产更换的部分

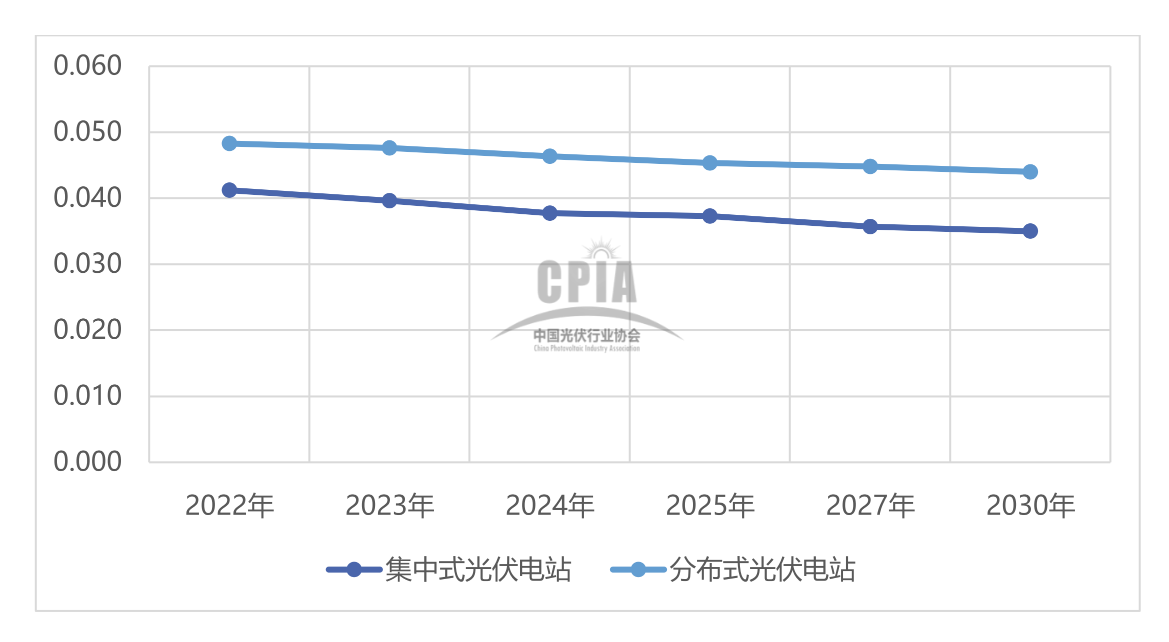


图 76　2022-2030 年我国电站运维成本变化趋势（单位：元/W/年）

5、不同等效利用小时数 LCOE 估算[13]

通常用 LCOE（Levelized Cost of Electricity,平准发电成本）来衡量光伏电站整个生命周期的单位发电量成本，并可用来与其他电源发电成本对比。在全投资模型下，LCOE 与初始投资、运维费用、发电小时数有关。2022 年，全投资模型下地面光伏电站在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.18、0.22、0.28、0.34 元/kWh。

[13] ①本估算值仅考虑全投资情景，不包含融资成本；②LCOE 值计算按照《光伏发电系统效能规范》中 LCOE 计算公式得出，其中折现率按照 5%计算，电站残值按照 5%计算，增值税按 5 年分期完成抵扣，增加土地年租金（东部地区 0.015，西部地区 0.005，其中地面电站 1800h 和 1500h 采用西部地区土地年租金计算，地面电站 1200h、1000h 和分布式电站采用东部地区土地年租金计算），运营期按 25 年计算。③容配比按 1:1 考虑。

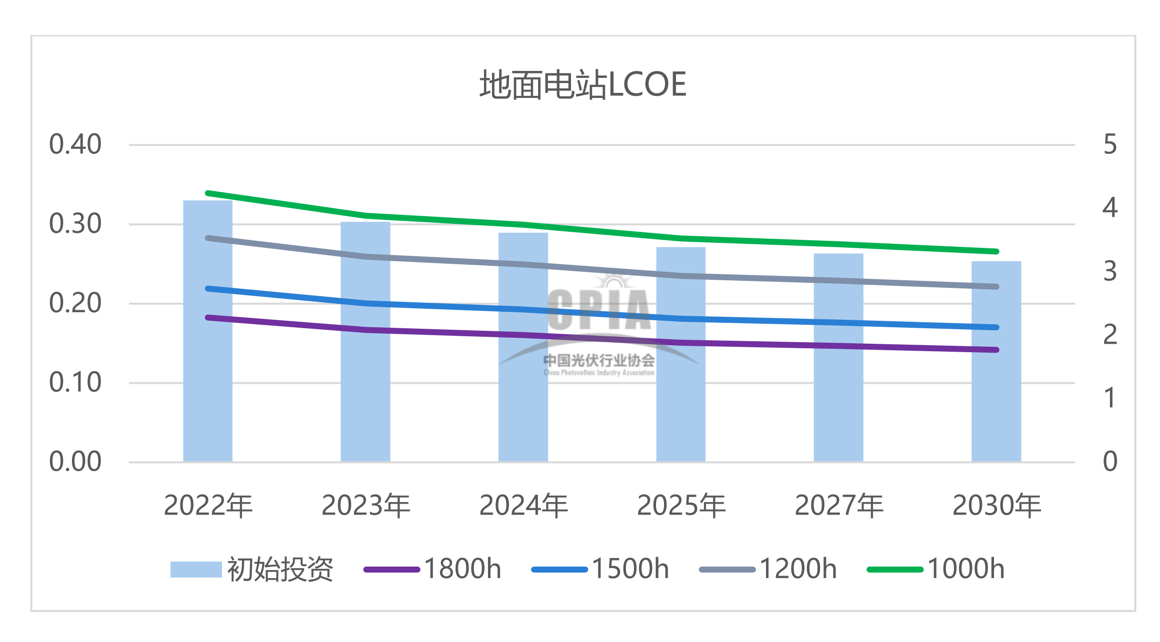


图 77　2022-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算（元/kWh）

2022 年，全投资模型下分布式光伏发电系统在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.18、0.21、0.27、0.32 元/kWh。目前国内分布式光伏主要分布在山东、河北、河南、浙江等省份，在全国大部分地区也都具有经济性。

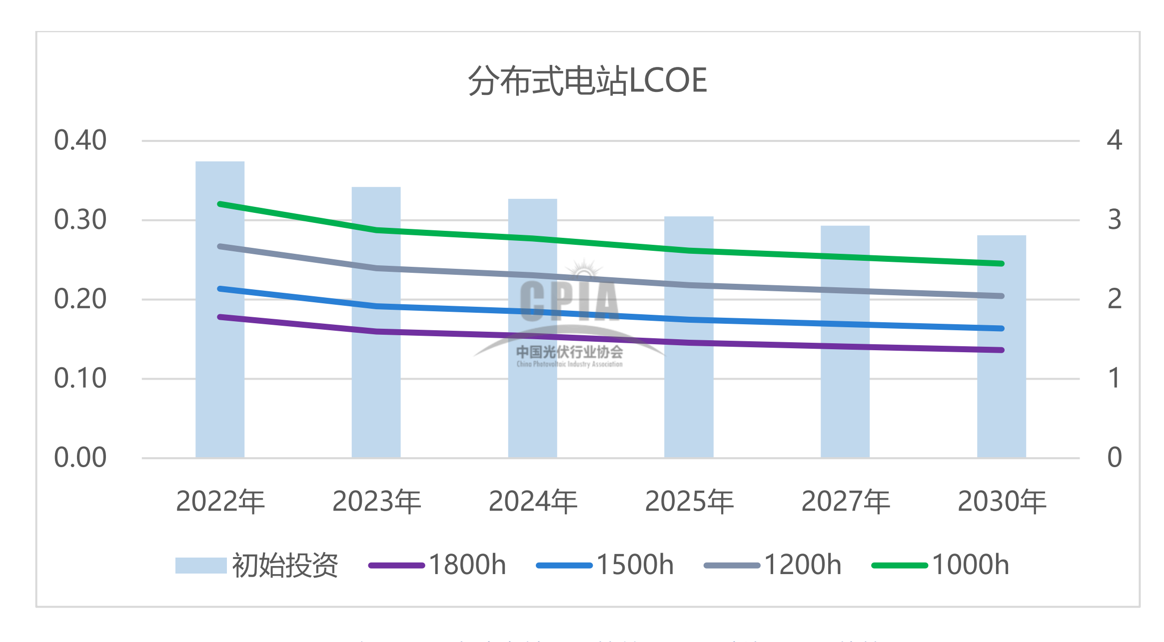


图 78　2022-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算（元/kWh）

6、不同系统电压等级市场占比[14]

2022 年国内直流电压等级为 1500V 的市场占比约 47.4%，直流电压等级为 1000V 市场占比 52.6%。2022 年，户用分布式装机 25.25GW，户用全部采用直流电压 1000V 等级系统，工商业分布式装机 5.1GW，工商业分布式有 90%采用直流电压 1000V 等级系统。

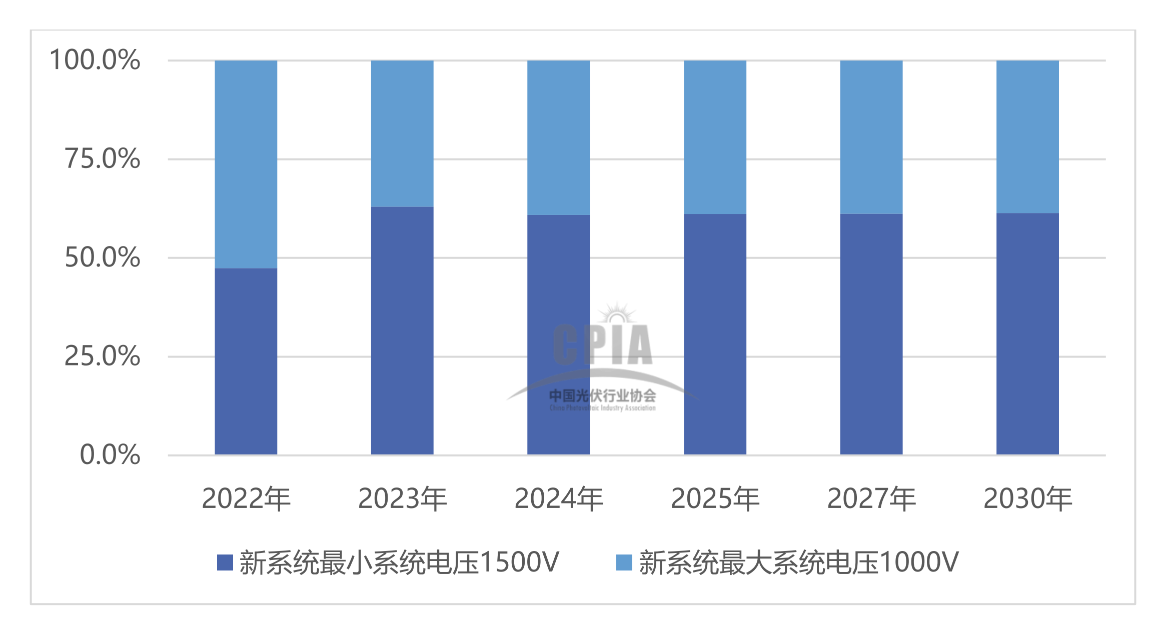


图 79　2022-2030 年不同系统电压等级市场占比变化趋势

7、跟踪系统市场占比

跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统等（不含固定可调），其中单轴跟踪系统又分为平单轴和斜单轴，当前跟踪系统市场主要以单轴跟踪系统为主。虽然跟踪系统具有发电量增益的优势，但因其成本相对较高，2022 年跟踪系统市场占比为 12%，相较 2021 年下降 2.6 个百分点。未来随着其成本的下降以及可靠性的解决，市场占比将稳步提升。

[14] 该指标包含地面电站及分布式光伏系统。

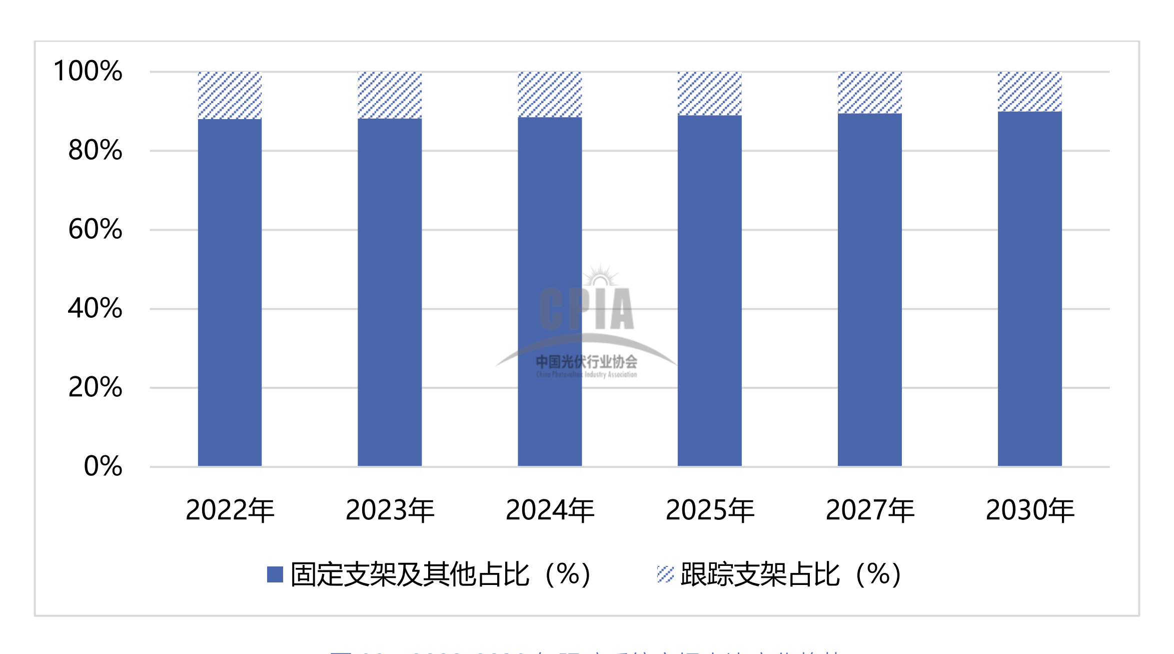


图 80　2022-2030 年跟踪系统市场占比变化趋势

（八）新型储能环节

1、新型储能新增装机规模

当前，全球已有多个国家提出"零碳"或"碳中和"气候目标，而储能是支撑光伏等新能源大规模应用从而推动碳中和的重要基础设施。近年来，在多方推动下，我国新型储能产业蓬勃发展，装机规模不断提升。预计新型储能市场将持续高速增长，2022 年全球及国内新型储能新增装机约为 32GW、7GW，创历史新高。随着政策执行、成本下降和技术改进，新型储能将更能满足发电侧、电网侧、用户侧的电力储能需求。预计 2025 年，全球及我国新型储能年度新增装机或分别超过 40GW、10GW，有望达到 75GW、21GW。

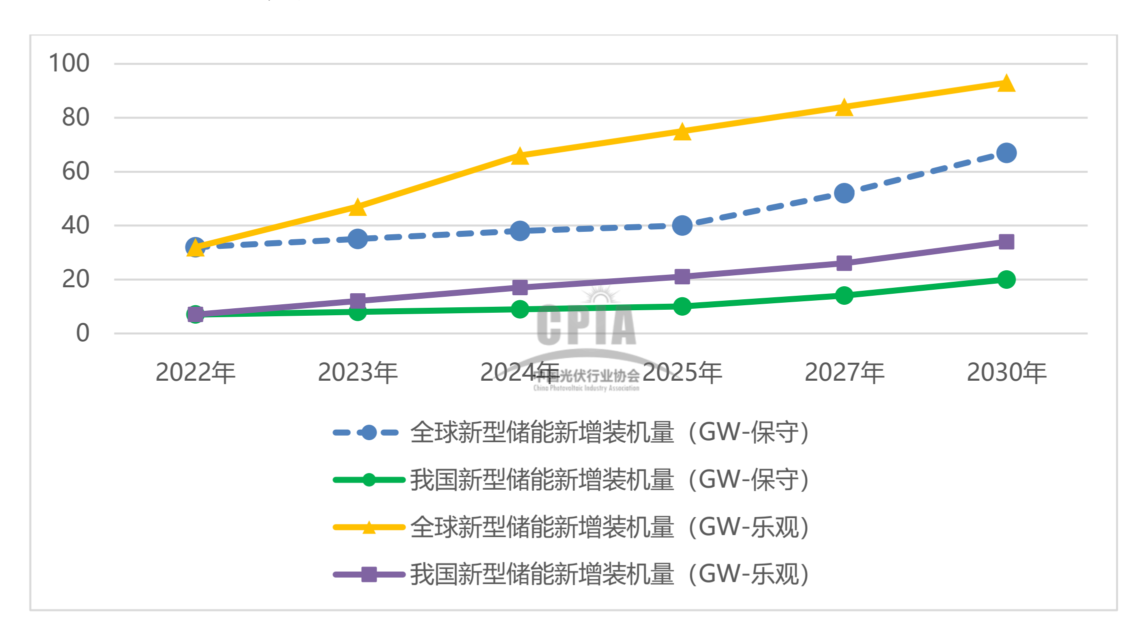


图 81　2022-2030 年全球及国内新型储能新增装机规模预测（单位：GW）

2、不同新型储能技术市场占比

新型储能技术主要包括电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能等。作为电化学储能技术的一类，锂离子电池储能（简称锂电储能）是新型储能的绝对主力军，其具有能量密度大、综合效率高、反应速度快、使用寿命长、生态环境影响小等优点，是目前储能产品开发中适应性最好的技术路线。2022 年，锂电储能技术在新型储能新增装机中市场占比接近 90%。由于液流电池、钠离子电池、压缩空气储能等其他新型储能技术蓬勃发展，预计锂电储能技术在新型储能新增装机中市场占比会逐渐降低，但仍将维持其在新型储能技术中的主力位置。

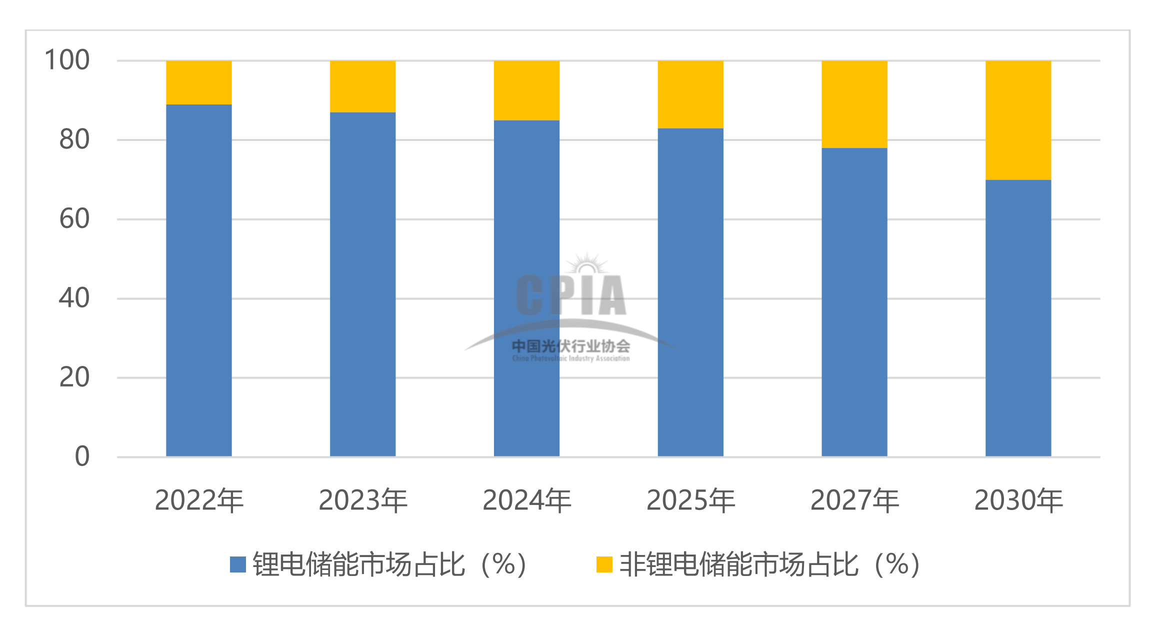


图 82　2022-2030 年新型储能新增装机中不同储能技术市场占比变化趋势（单位：%）

3、锂电储能单位装机占项目用地

锂电储能是新型储能的绝对主力军，而磷酸铁锂电池技术又是我国锂电储能的主导技术。下面围绕以磷酸铁锂电池储能为代表的锂电储能，探讨系列指标的变化趋势（典型值）。当前，我国锂电储能电站项目正处于密集开工建设阶段，相关项目陆续投运。根据对相关项目用地的统计分析，2022 年我国锂电储能单位装机占项目用地约为 220m^2/MW，未来有望持续减小。

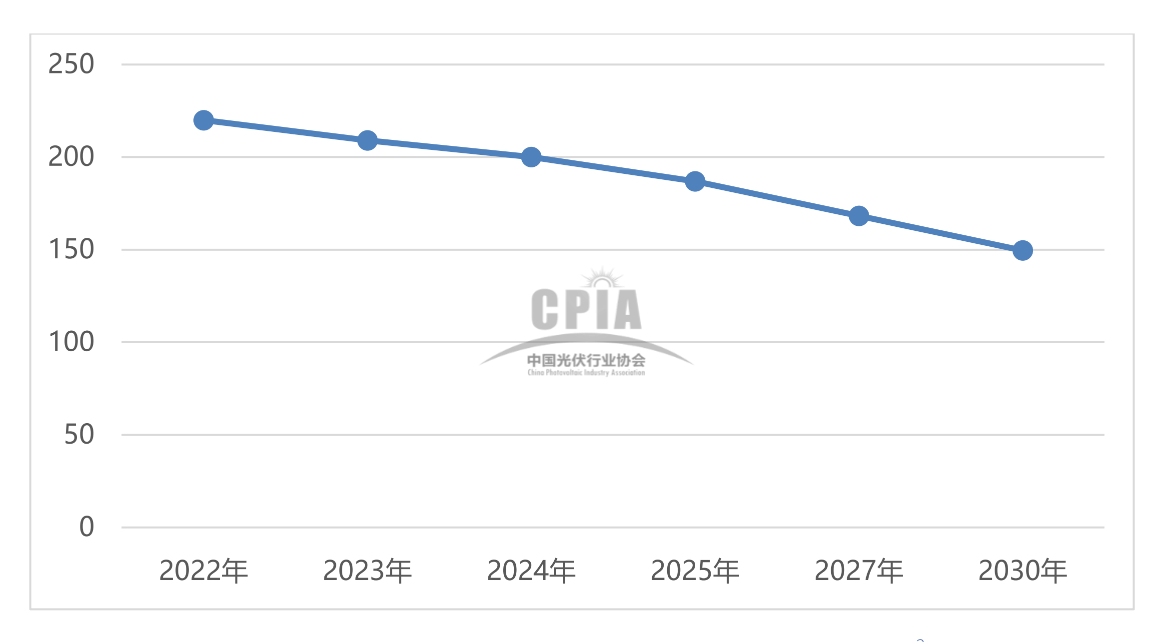


图 83　2022-2030 年锂电储能单位装机占项目用地变化趋势（单位：m^2/MW）

4、集装箱式锂电储能系统容量

MW 级集装箱式电池储能系统包含锂电池组、电池管理系统、能量转换系统、控制系统等设备。近年来，国内外 MW 级电池储能技术发展迅速，具有容量高、可靠性强、灵活性高、环境适应性强等优点，在电网系统具有广泛的应用前景。2022 年我国等效 40 尺 MW 级集装箱式电池储能系统容量为 3.5MWh，2025 年预计增长至 6MWh。

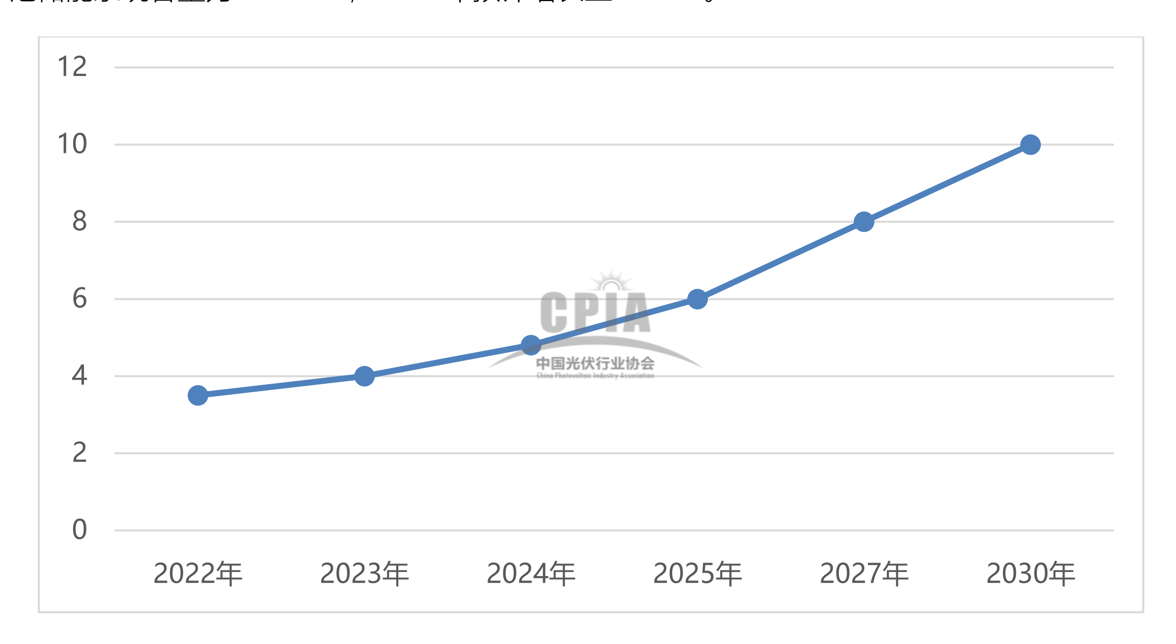


图 84 2022-2030 年等效 40 尺集装箱电池储能系统容量变化趋势（单位：MWh）

5、锂电储能系统价格

锂电储能系统价格主要由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能变流器（PCS）以及其他电气设备价格构成。当前，由于锂电池材料成本居高不下，尤其是当前电池级碳酸锂价格已攀升到 50 万元/吨以上，严重抬高了锂电池的瓦时成本。2022 年，我国锂电储能系统价格约为 1.66 元/Wh（0.5C 系统）。中长期而言，随着规模化生产带来制造成本进一步下降、电池回收技术及产业加速成熟，加上相关原材料资源的保障，预计锂电成本总体呈下降趋势。

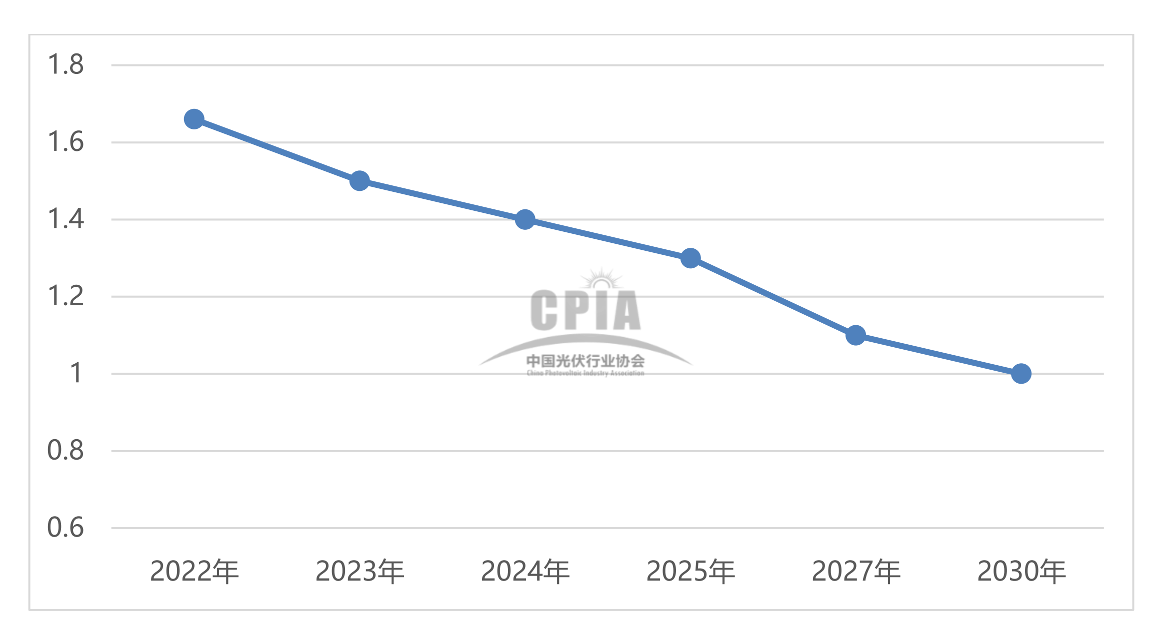


图 85　2022-2030 年我国锂电储能系统价格变化趋势（单位：元/Wh）

6、锂电储能系统能量转化效率

与其他新型储能技术相比，锂电池储能系统具有高能量转化效率的突出优点。2022 年我国锂电储能系统能量转化效率约为 89%。随着技术水平的持续提升，锂电储能系统能量转化效率将有所提升。

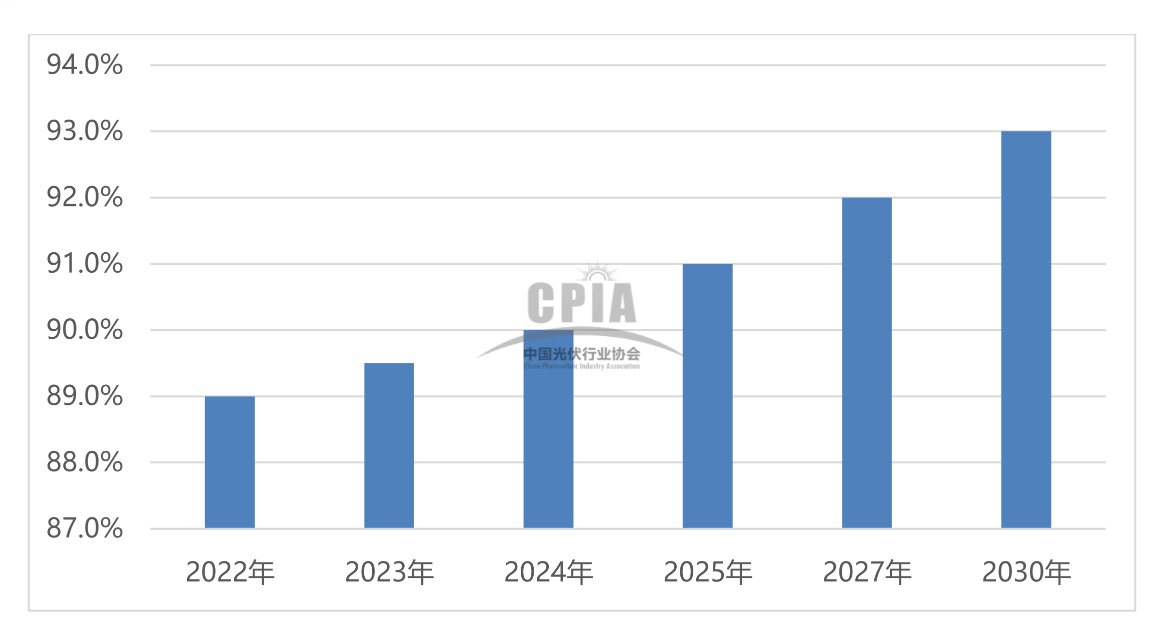


图 86　2022-2030 年我国锂电储能系统能量转化效率变化趋势（单位：%）

7、锂电储能电池单体电芯容量

以磷酸铁锂电池为例，目前用于电力储能电站的有 150Ah、160Ah、210Ah、240Ah、280Ah 等不同容量。当前，国内已超过 10 家电芯企业对外销售其 280Ah 磷酸铁锂电池产品。电芯容量

的提升，可以在电池模组层面减少零部件使用量，提高模组的体积密度，也可以简化模组后续装配工艺，节省土地基建、集装箱等方面的成本投入。但是大容量电芯的散热问题更严重，且一旦出现事故，释放的能量更大。预计未来锂电储能电池单体电芯容量将缓慢提升，并在成本、容量、高安全、长寿命等多项性能中寻求平衡。

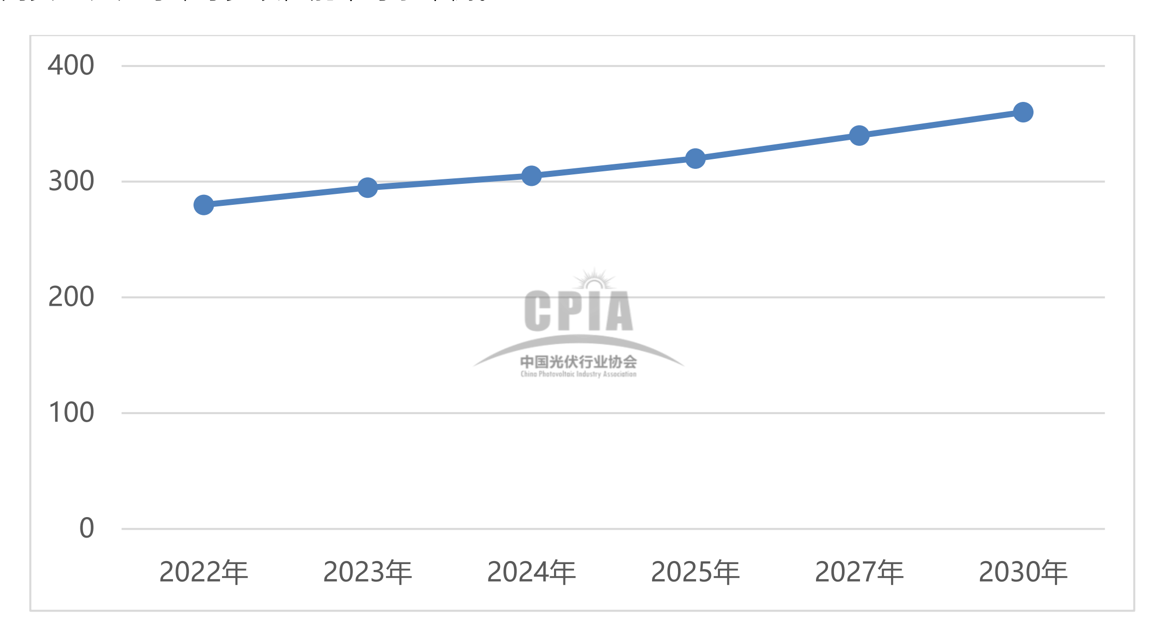


图 87　2022-2030 年我国锂电储能电池单体电芯容量变化趋势（单位：Ah）

8、锂电储能电池单体电芯循环寿命

储能应用场景对锂电池循环寿命提出更高要求。假若以 0.5C 系统倍率调峰（即充/放电时长 2h），充放电循环 2 次，锂电储能电站的 10 年使用寿命对应 7300 次的储能电池循环寿命（实际要求电芯循环寿命超过 7300 次），远超动力锂电池 1000 次左右的循环寿命。2022 年，我国锂电储能电池单体电芯循环寿命约为 6000 次；随着技术水平的快速提升，未来有望在达到 10000-20000 次。

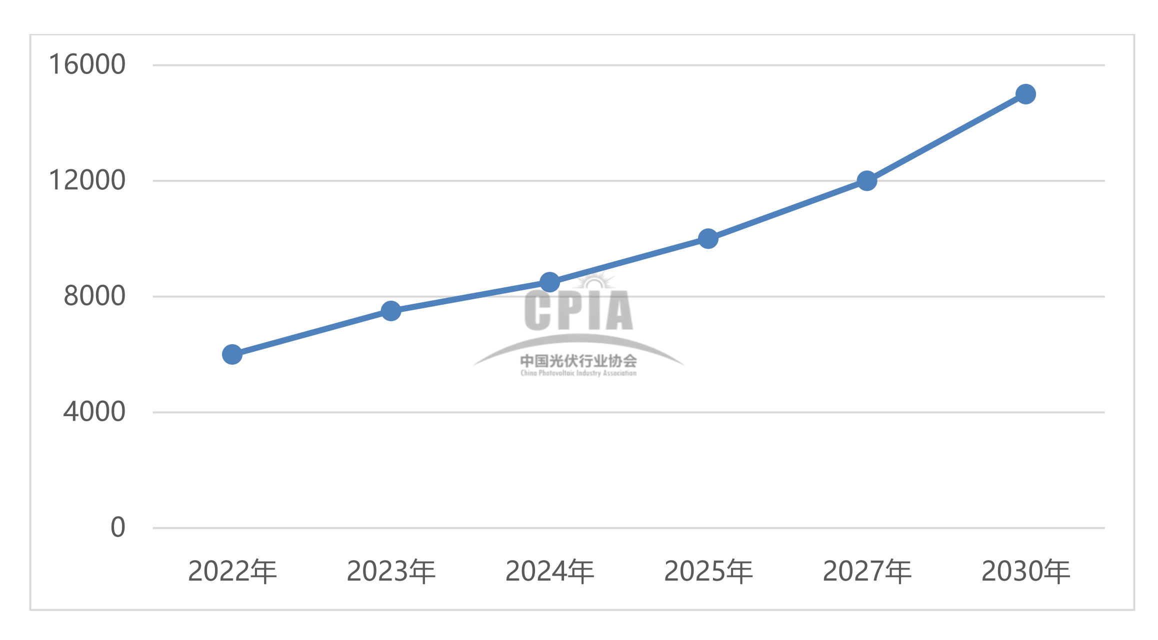


图 88　2022-2030 年我国锂电储能电池单体电芯循环寿命变化趋势（单位：次）

9、锂电储能单体电芯质量/体积能量密度

能量密度是指在单位一定空间或质量物质中储存能量的大小。电池能量密度一般分质量能量密度和体积能量密度两个维度。2022 年，锂电储能单体电芯质量能量密度和体积能量密度分别为 168Wh/kg、350Wh/L。中长期而言，随着技术水平的快速提升，同时考虑到储能场景对能量密度和储能成本的综合考量，预计锂电储能单体电芯质量、体积能量密度将分别超过 200Wh/kg、400Wh/L。

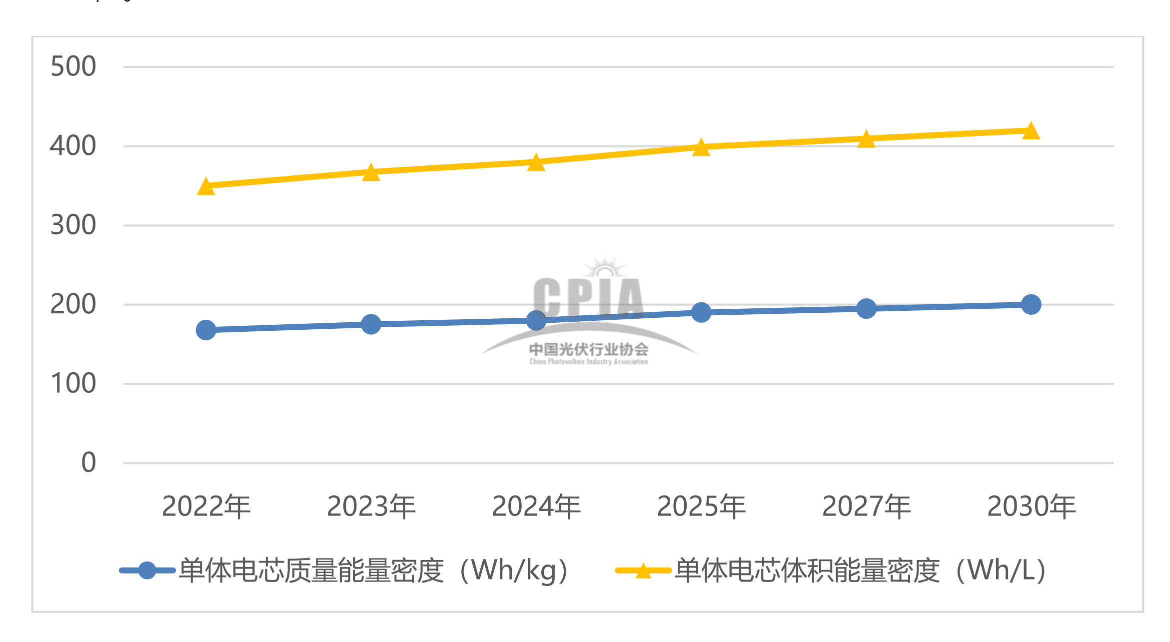


图 89　2022-2030 年我国锂电储能单体电芯质量/体积能量密度变化趋势



中国光伏行业协会（英文名称为：CHINA PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIA-TION，缩写为CPIA）是由中华人民共和国民政部批准成立的国家一级协会。会员单位主要由从事光伏产品、设备、相关辅配料（件）及光伏产品应用的研究、开发、制造、教学、检测、认证、标准化、服务的企事业单位、社会组织及个人自愿组成，是全国性、行业性、非营利性社会组织。目前协会会员数量超600家。中国光伏行业协会的宗旨是维护会员合法权益和光伏行业整体利益，加强行业自律，保障行业公平竞争；完善标准体系建设，营造良好的发展环境；推动技术交流与合作，提升行业自主创新能力；在政府和企业之间发挥桥梁、纽带作用，开展各项活动为企业、行业和政府服务；推动国际交流与合作，组织行业积极参与国际竞争，统筹应对贸易争端。

地址：北京市海淀区万寿路27号院电子大厦5层

邮编：100846

电话：010-68207621

传真：010-68200243

网址：www.chinapv.org.cn

CCID赛迪

赛迪能源电子产业发展研究中心是中国电子信息产业发展研究院旗下从事光伏、电池储能、风电、氢能以及所需的电力电子产品为代表的能源电子行业研究和第三方服务机构，业务覆盖咨询服务、会议会展、评测认证等领域。能源电子研究中心现有团队20人以上，成员专业领域涉及光伏、储能、功率器件、人才、评测认证、会议会展、知识产权等，拥有深厚的行业研究基础，凭借扎实的理论基础、丰富的政策研究和会议会展经验、深厚的行业积累、完善的检测认证环境，为中央部委、地方政府、园区管委会、企业提供能源电子领域相关产业政策、规划、投资、数据、平台运营、招商引资、项目申报、培训等咨询服务，会议会展等活动策划，以及光伏产品衰减率认证、产品实证、产品碳足迹评价等检测认证服务。

地址：北京市海淀区万寿路27号院8号楼12层

邮编：100846

电话：010-68200513

传真：010-68209618

网址：www.ccidwise.com



地址：北京市海淀区万寿路27号院
网址：www.chinapv.org.cn
邮箱：cpia@chinapv.org.cn